

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К МЕТОДАМ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Николаев Сергей Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дат
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дат
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### Планируемые результаты обучения

№ п/п	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Николаев Сергей Валерьевич

Тема работы:

Комплексный подход к методам борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-32/с от 20.04.2021
Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Классификация нефтей по содержанию парафинов. Анализ пространственного распределения нефтей по содержанию парафинов. Состав и свойства парафиновых отложений. Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях. Технология предотвращения парафино-образования методом ингибирования. Термический метод предотвращения парафино-образования. Технология термохимического удаления парафинов. Тепловые технологии. Технология механического удаления парафина.
---	---

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

#### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
--	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Николаев Сергей Валерьевич		21.04.2021

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ПО** – парафиновые отложения;

**ПВ** – парафиновые вещества;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ССЕ** – сложная структурная единица;

**А.Е.М.** – атомная единица массы;

**ТМСПБ** – телеметрия скважины погружной блок;

**ПАВ** – Поверхностно-активные вещества;

**ППО** – подземное - промышленное оборудования;

**ТХО** – терма – химическая обработка;

**ПН** – парафинистая нефть;

**БД** – база данных;

**НГБ** – нефтегазоносные бассейны;

**АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УВ** – углеводород;

**МОП** – меж - очистный период;

**МРП** – меж - ремонтный период;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**УБДР** – устьевой блок дозирования химического реагента;

**УМА** – установка магнитного активатора;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**АГЗУ** – автоматизированная групповая замерная установка;

**ЦА-320**– цементируочный агрегат;

**АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;

**ППД** - поддержание пластового давления;

**СВЧ** – сверхвысокие частоты;

**СПКУ** – специальное погружное кабельное устройство;

**КР** - капиллярный рукав;

**ПЭД** – погружной электрический двигатель;

**ШГН** - штанговый глубинный насос;

**ПРС** - подземный ремонт скважин.

**ПДК** - предельно допустимые концентрации.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 страниц, в том числе 28 рисунков, 15 таблиц. Список литературы включает 25 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: парафиновые отложения, нефть, скважина, асфальтены, смолы, осложнения при добыче нефти, технологии защиты промышленного оборудования.

Объектом исследования работы являются парафиновые осложнения, которые возникают во время эксплуатации нефтяных скважин, и рассматриваются методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ современных методов борьбы с парафиновыми отложениями и защиты от осложнений.

В процессе исследования были подробно рассмотрены методы борьбы и предупреждение парафиновых отложений, а также перспективные способы применения более современных технологий в настоящее время.

Область применения: осложненный фонд добывающих скважин месторождений (Варьёганнефть).

Прогнозируемы результат - преждевременное предотвращение парафинообразований, на внутренних рабочих поверхностях, труб, трубных магистралей и оборудования, во избежание внеплановых ремонтов и увеличения трудозатрат, связанных в связи с возникшими отложениями.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатационного оборудования, за счет комплексов мероприятий по борьбе с парафиновыми осложнениями, в процессе которых ожидается увеличение пропускной способности и увеличение добычи.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	12
1.1 Классификация нефтей по содержанию парафинов	13
1.2 Анализ пространственного распределения нефти по содержанию парафинов	15
1.3 Состав и свойства парафиновых отложений	16
1.4 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях	19
1.5 Анализ условий образования парафинов	19
1.6 График проведения СПО/график скребков	21
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ	24
2.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ МЕТОДОМ ИНГИБИРОВАНИЯ	25
2.2. Термический метод предотвращения парафинообразования	30
2.3. Технология удаления парафинов растворителями	37
2.4. Технология термохимического удаления парафинов	39
2.5. Тепловые технологии	41
2.6. Технология механического удаления парафина	49
2.7. Физический метод удаления	51
3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	53
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1. Техничко-экономическое обоснование проекта	56

4.2. Планирование проведение мероприятий. Составление Диаграммы Ганта.	56
4.3. Бюджет проекта по статьям затрат	60
4.4. Расчет ресурсоэффективности	64
4.5. Вывод к разделу:	68
5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	71
5.2. Производственная безопасность.	73
5.3. Экологическая безопасность	78
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
Приложение А	87
Приложение Б	89

## **ВВЕДЕНИЕ**

В нефтедобывающей отрасли, в процессе добычи, сбора и подготовки нефти, присутствует совокупность проблем, которые связаны с парафиновыми осложнениями.

Добыча нефти и газа на месторождениях становится менее продуктивной в связи с выносом примесей. Выпадение парафиновых отложений с последующим их оседанием на рабочей поверхности труб и на эксплуатируемом оборудовании, ведет к увеличению количества ремонтов, то есть межремонтный период уменьшается; так же и уменьшается производительность насосных установок, в следствии чего происходит понижение добычи нефти.

Величина ПО может варьироваться, от самых маленьких, которые не несут ощутимых осложнений и до таких размеров, которые в последствии заставляю прибегнуть к дорогостоящим ремонтам скважин, вместе с тем снижая их работоспособность.

Актуальность данной работы: Повышение эффективности технологий, для эксплуатации нефтяных скважин путем предупреждения образования парафиновых отложений.

Целью выпускной квалификационной работы является эффективность применения современных комплексных подходов к методам борьбы с парафиновыми отложениями.

## **1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Одной из основной государственной промышленностью современной России, является нефтедобыча, развитие которой осложняется уменьшением качества сырья и осложнениями разработки месторождений.

Сравнивая разные периоды времени, когда проводилась разработка месторождений, мы видим, что в настоящее время преобладают те месторождения, которые вступают в позднюю стадию разработки, в следствии чего ухудшается до извлечения запасов нефти, становится как более экономически затратным, так и может нести экологический характер, обводнение пластов, обводнение продукции.

При извлечении парафинистых нефтей, главной проблемой, является образование парафиновых отложений, образование которых снижает работоспособность нефтепромыслового оборудования, скважин, насосных установок, трубопроводных магистралей

Так что же такое ПО? Парафиновые отложения - это одна из наиболее остро стоящих проблем, существующих в нефтяной отрасли, тяжелые компоненты нефти, которые в процессе извлечения, имеют способность накапливаться, происходит формирование отложений на стенках промыслового оборудования и ведет к ухудшению добычи, транспортировке и хранению.



### Рисунок 1 - Парафиновые отложения

Парафины и близкие им соединения, смолы, не редко берутся как единый остаток, и подразумевается, что смолы стабилизируют диспергированное состояние парафинов в нефти. В 1837 г. Ж.-Б. Буссенго, ввел такое понятие как «парафин», так он назвал остаток от перегонки битума, который не растворялся в спирте, но растворялся в скипидаре. В настоящее время парафинами называют твердые высокоплавкие хрупкие вещества черного цвета, которые не растворяются в алканах, но растворяются в ароматических углеводородах и других растворителях. Одна из первых монографий, в которой указывалась проблема отложений ПО, это работа Н.Н. Непримерова. В книге приводятся данные и по ним проведены экспериментальные исследования и установление основных закономерностей, которые имеют место в системе «скважина пласт» при добыче высокопарафинистой нефти. Исходя из полученных данных была вынесена гипотеза о механизме формирования парафиновых отложений, которая получила широкое признание среди нефтяников, в свое время.

#### 1.1 Классификация нефтей по содержанию парафинов

Чтобы провести анализ свойств нефти с содержанием парафинов, и чтобы отобразить на цифровых картах, необходимо классифицировать нефти по содержанию в них парафинов [1].

Таблица 1 - Классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефти	Пределы изменения классификационных интервалов
Малопарафинистая	< 1,5%
Среднепарафинистая	1,5-6%
Парафинистая:	
умеренно парафинистая	6-10 %
высокопарафинистая	10-20 %
сверхвысокопарафинистая	Более 20 %

В качестве примера приведены диаграммы распределения по содержанию высокопарафинистых нефтей по странам мира.

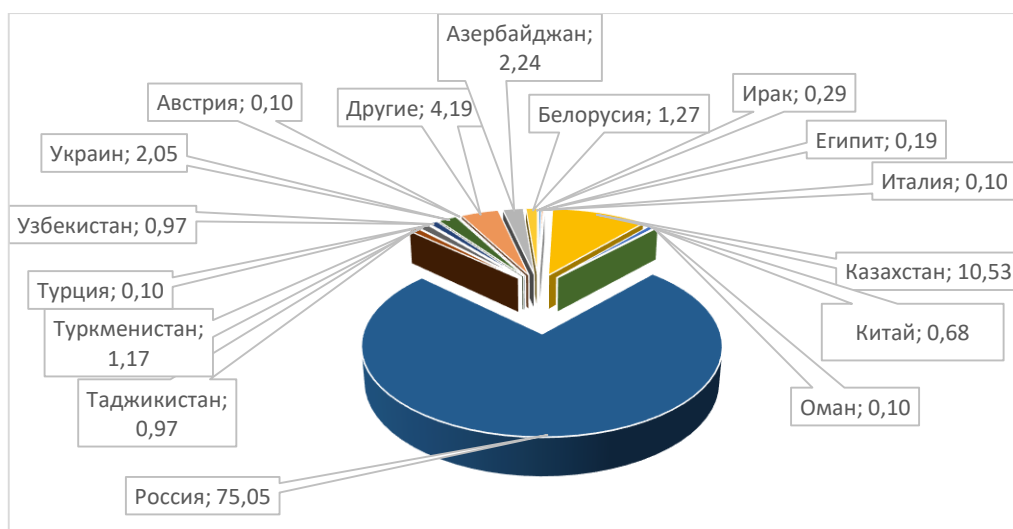


Рисунок 2 - Диаграмма распределение нефти мира по содержанию парафинов

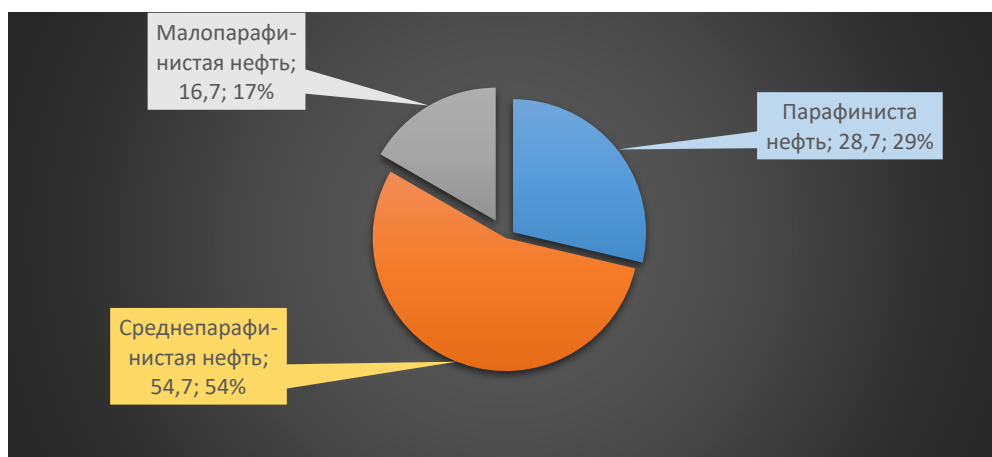


Рисунок 3 - Диаграмма распределение нефти мира по содержанию парафинов

На рисунке 3 мы можем увидеть, что на первом месте, чуть более половины от всего графика занимает среднепарафинистая нефть, 54%. На втором месте, после среднепарафинистой, идет парафинистая нефть, 29%. Малопарафинистые нефти занимают всего 17% от всего объема.

В свою очередь парафинистые нефти мы можем разграничить по подклассам, согласно содержащихся в них парафинов, рисунок 4.

- Около 51 % - занимают умеренно парафинистые нефти (содержание которых 6 - 10%);
- Около 31 % - занимают высокопарафинистые нефти (содержащих 10 - 20%);
- И чуть более 18 % - сверхвысокопарафинистые.

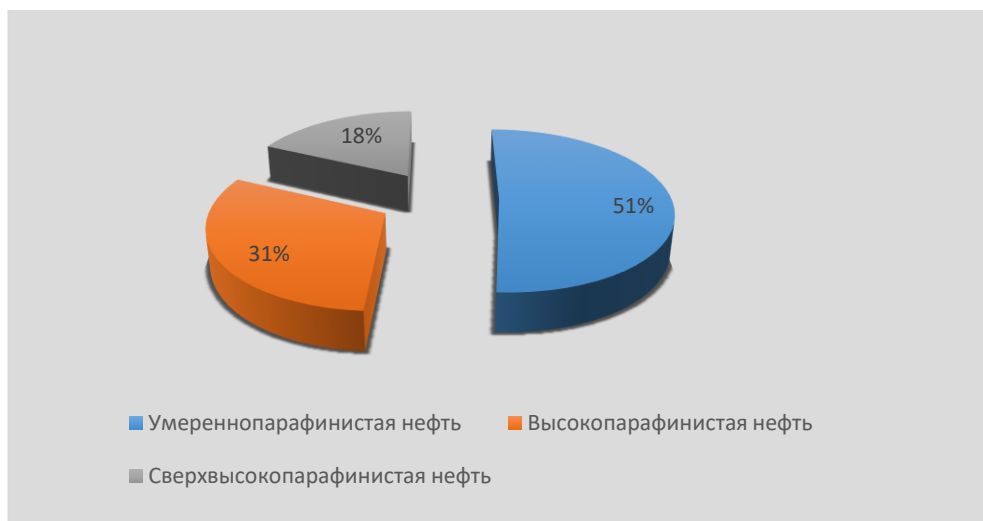


Рисунок 4 - Диаграмма распределение парафинистой нефти по подклассам, с содержанием в них парафинов

## 1.2 Анализ пространственного распределения нефти по содержанию парафинов

Основным источником для проведения изучения парафинистых нефтей послужила информация из БД, данными которыми являются образцы в количестве 2000, расположенные в основном в Евразии, Азии, Европе. Из них 43 НГБ занимают — евразийские, 4 бассейна находятся — в Африке, а 3 бассейна находятся — в Америке.



Рисунок 5 - Распределение нефтегазоносных бассейнов с парафинистыми нефтями на территории континентов

Рассмотрим более подробно таблицу «Распределение парафинистых нефтей по нефтегазоносным бассейнам мира» (таблица 2) (Приложение А), чтобы увидеть количественное парафиносодержание. На общем фоне мы

можем выделить основные бассейны, которые по среднему значению содержания парафинов относятся к высокопарафинистым и сверхвысокопарафинистым нефтям, глубина залеганий которых находится до 2000м, кроме Вунг-Тау у которого глубина нефтеносных пластов находится до 5000м:

- бассейны с высокопарафинистыми нефтями, содержание которых «ниже 20 %», это такие как Анадырско-Наваринский (Россия), Тамцакско-Хайларский (Монголия-Китай), Реконкаву (Бразилия), Восточно-Гобийский (Монголия), Ассамский (Индия) и др.
- бассейн со сверхвысокопарафинистыми нефтями, содержание которых «более 20 %», к ним относится бассейн Вунг-Тау (Вьетнам) – бассейн с самой парафинистой нефтью.

Что касается Западно - Сибирских бассейнов, можно отметить, что средне содержание парафинов составляет 4,42 %. Рассматривая (таблицу 1) мы можем сказать, что, нефти Западной - Сибири относятся к среднепарафинистым [1].

### **1.3 Состав и свойства парафиновых отложений**

Состав парафиновых отложений зависит от условий, при которых формируются эти самые отложения.

Необходимые условия:

- Уменьшение температуры потока, которое возникает в первую степень на внутренней поверхности трубы и влияет на выделение твердых парафинов;
- Давление и газовый фактор, когда  $P > P_{\text{нас}}$ , тогда увеличивается  $T^0\text{C}$  начала выпадения парафинов и возрастает  $P$ . Когда же  $P < P_{\text{нас}}$ , то при снижении  $P$ ,  $T^0\text{C}$  начал. кристаллизации начинает возрастать, объясняется увеличившимся объемом газа, влияющий на растворимость парафина и понижении температуры потока;
- Скорость течения;



- Обводненность;
- Время и др.

ПО не являются обычной асфальтеновой смесью, смол и парафинов, а представляют собой сложную структурную схему (где выделяется ядро из асфальтенов и сорбционно-сольватный слой из нефтяных смол – «ССЕ») Асфальтосмолистые вещества - далее (АСВ) – неуглеводородные соединения нефти, с гибридным строением, содержат азот, сера, кислород, (82, максимум 88 %) углерода, (8, максимум 10 %) водорода, металлы (Fe, Ni, Mg и др.).

Смолы и асфальтены различаются, как по кислороду, так и по содержанию азота. В асфальтенах преобладает концентрация азота, а в смолах преобладает кислород.

Для определения состава отложений нужно знать: природу нефти, содержание твердых углеводородов; правильное место отбора проб. В случае правильно выполненных условий, для определения состава, мы можем узнать количество: воды (доли – несколько %), серы ( $\leq 2\%$ ), смол (от 5 до 30%), парафинов (от 9 до 77%), механических примесей (от 1 до 10%), асфальтенов (от 0,5 до 70%).

АСПО можно подразделить на 3 класса, основываясь на их органической составляющей.

1. асфальтеновый –  $P/(A+C) < 1$ ;
2. парафиновый –  $P/(A+C) > 1$ ;
3. смешанный –  $P/(A+C) \sim 1$ ,

под обозначением принимаются:

«П» - Парафины (% масс.);

«А» - Асфальтены (% масс.);

«С» - Смолы (% масс.)

Парафин – смесь твердых углеводородных соединений, сложенная из двух групп и отличающаяся друг от друга свойствами.

1. Парафины  $C_{17}H_{36}$ - $C_{35}H_{72}$ ;  $T^{\circ}C$  плавления = (27-71 $^{\circ}C$ );

## 2. Церезины $C_{36}H_{74}$ - $C_{55}H_{112}$ ; $T^{\circ}C$ плавления = (65-88 $^{\circ}C$ ).

По количеству нефтяных парафинов преобладают (метановые углеводороды или алканы), затем по меньшинству следуют циклоалкановые и ароматические. Смолы, содержащиеся в АСПО, представлены нейтральными смолами и выведены с использованием хлороформа и силикагеля (четырёххлористым углеродом). Нефтяные смолы – молекулярный компонент нефти, растворяется при низких температурах кипения насыщенных углеводородов. Представляют собой твердые или полутвердые вещества, цвет черный или бурый. Содержание в нефтях от 1 до 20% масс, молярная масса 400-1500, плотность около  $1г/см^3$ . С увеличением молекулярной массы смол, происходит уменьшение кислорода, азота и серы.

В процессе термолиза, при  $350^{\circ}C$ , концентрация асфальтенов увеличивается, за счет уплотнения смол. С ростом температуры содержание асфальтенов увеличивается, а количество смол уменьшается, но концентрация асфальтенов тоже может начать снижаться, при температуре равной  $500^{\circ}C$ . В следствии чего появляется много кокса и газообразные продукты. При повышении температуры  $300-400^{\circ}C$ , асфальтены не плавятся, а разлагаются на вещества углерод и летучие продукты. Молекулярная масса асфальтенов может колебаться от 2000 до 4000 а.е.м., в зависимости от способа ее определения. Они являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти. [3]

Таблица 3 – Компонентный состав продуктов при повышении  $T, ^{\circ}C$

	Нефть 1				Нефть 2			
Температура	350	400	450	500	350	400	450	500
Продукты, % мас.								
Газовые	0,1	0,2	0,8	8,4	0,2	0,6	6,0	16,0
Жидкие	99,9	99,8	99,1	89,9	99,8	99,2	8,05	57,9
Твердые	0	0	0,1	1,8	0	0,2	13,5	26,1

## **1.4 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях**

Необходимыми условиями для образования отложений парафинов являются:

- Присутствие в нефти достаточного количества углеводородов, способных к осаждению парафиновых веществ в призабойной зоне пласта, коллекторе, скважине и в других местах нефтепромыслового оборудования;
- Происходит уменьшение давления до того времени, когда нефть будет насыщена газом, вследствие происходит потеря легких углеводородных фракций и нефть перенасыщается парафинами, с последующей кристаллизацией;
- Понижение температуры потока до той температуры, при которой последует осаждение и затвердевание парафинов на стенках трубы
- Возникновением и сцепление кристаллов ПО на рабочих поверхностях и в потоке рабочей жидкости

На образование ПО влияет:

1. Равновесие флюида в процессе изменения забойного давления;
2. Обводненность;
3. Газосодержание;
4. Состояние поверхности труб;
5. Скоростной показатель потока течения флюида;
6. Изменение температуры на всем участке разработки, добычи нефти

Одним из главных факторов влияющим на формирование ПО, является изменение температур потока нефти и концентрация парафина в нефтях, при увеличении которых количество отложений растет

## **1.5 Анализ условий образования парафинов**

В настоящее время при добыче нефти, существует немаловажная проблема осложнений скважин в виде отложений на рабочей поверхности

НКТ, смол, парафинов, асфальтенов, другими словами уменьшается количество асфальтосмолистых веществ, а количество твердых парафинов увеличивается. Как для скважин в отдельности, так и для целого месторождения в целом, глубина залеганий парафинов может быть разная. Средняя глубина, на которой происходит ПО, находится на участке от 50 – до 700 метров. Можно выделить участок, в котором протекает более интенсивное отложения, на глубине от 100 – до 400 метров, но чем больше становится глубина, тем меньше становится выделений.

В рамках работы, хотелось бы отметить роль дебитов в скважине. Возьмем компанию ПАО «Варьеганнефть» скважина № 12013, Кустовая площадка № 52, находится на последней стадии разработки, по имеющимся данным по данной скважине можно отметить, что наиболее частое образование отложений наблюдается при дебите меньше 20 т/сут, на данной скважине дебит 14 т/сут. При увеличении дебита образование отложений уменьшается. При увеличении дебита происходит активное выделение газа из нефти, жидкость начинает охлаждаться и на стенках формируются отложения, но также при увеличении дебита, увеличивается и скорость потока жидкости, молекулы парафинов не успевают зацепиться за поверхность, тем самым не давая образоваться парафина отложениям.

При увеличении скорости, кристаллы парафинов легко выносятся из скважины, так как находятся во взвешенном состоянии, еще один момент относящийся к увеличению скорости потока, возможность попутно отсоединить и унести со стенок труб. Такой процесс можно пронаблюдать в промежутке 0-50 м от устья.

Анализ данных, взятый из промысловой информации показывает быстрое увеличение ПО в связи с низкой температурой жидкости, чем температура насыщения нефти парафином.

На (рисунке 6) отображен график зависимости температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления. При увеличении давления выше

давления насыщения происходит увеличение температуры насыщения нефти парафином. Просматривается такая же взаимосвязь и при понижении давления, если понизить давление ниже давления насыщения, то в процессе выделения из нефти растворенного в ней газа температура насыщения тоже увеличивается. В следствии данных причин, если нефть в пластовых условиях насыщена или близка к насыщению парафином, то с увеличением давления или снижением его, ниже давления насыщения, температура насыщения нефти парафином может стать выше температуры пласта, и парафин будет выпадать из нефти. То же самое произойдет при понижении температуры пласта ниже температуры насыщения нефти парафином.

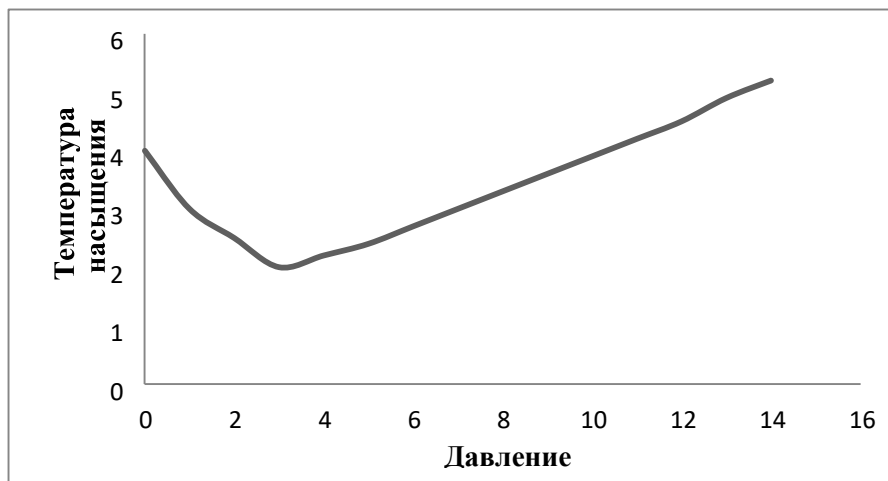


Рисунок 6 - Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

### 1.6 График проведения СПО/график скребков

Спускоподъёмные операции скребкованием, наиболее распространенный метод очистки внутренней поверхности труб от отложений. Скребкование проходит с использованием установки депарафинизации скважин (УДС) – лебедка Сулеймана, либо механизировано с помощью стационарной лебедки. Рисунок 7



Рисунок 7 - Виды лебедок, для скребкования

Данный способ используется многими предприятиями и является отработанным. График скребков составляется исходя из имеющихся данных по дебиту, обводненности, имеющихся осложнений, периодичностью работы, сроках и времени прошедшие после запуска скважины. Проводятся СПО и не по графику в случае изменения показателей телеметрии скважины и данным замеренным на устье. (Рисунок 8) Таблица 4. (Приложение Б)

Главные недостатки — это дополнительный персонал, большая вероятность подбросов с последующим обрывом, в следствии чего скважина останавливается на внеплановый ремонт.

ФОНД	Месяц	ИЮНЬ																													
	КУСТ/СК	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Север 3	Куст 64																			1						1					
	40456	1						1						1						1						1					
	4053	1						1						1						1						1					
	40664	1			1			1			1			1			1			1			1			1			1		
	5001	1						1						1						1						1					
	1р	1						1						1						1						1					
	4001	1						1						1						1						1					
	Куст 52																														
	12051	1			1			1			1			1			1			1			1			1			1		
	12052			1						1						1						1							1		
	12053	1									1					1							1						1		
	12054			1			1			1			1		1							1						1			
	12055			1			1			1			1		1							1						1			
	12056			1			1			1			1		1							1						1			
Север 1	Куст 50																														
	1063		1			1			1			1			1			1			1			1			1			1	
	1064		1			1			1			1			1			1			1			1			1			1	
	1073		1								1										1										
	Куст 53																														
	1053		1									1										1								1	
	1051		1									1										1								1	
1054		1			1			1			1			1			1			1			1			1			1		

Рисунок 8 - Запланированный график скребков на месяц

## 2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

Существует множество методов по удалению и предотвращению парафиновых отложений с поверхности оборудования, но так как они не являются универсальным средством, для каждой скважины выбирается своя технология, самые известные предоставлены в таблице 5,6. [2]

Таблица 5 – Технологии предотвращения парафиновых отложений

Наименование	Технологии
Подача ингибиторов	Периодическое или постоянно дозирование реагентов
Тепловые технологии	Спуск электроподогревающего кабеля, для постоянного прогрева флюидов в скважине
Технологические методы	Использование гладких труб, труб имеющих внутренне покрытие, использование утолщенных труб – с целью теплоизоляции, магнитные, электромагнитные, ультразвуковых колебаний и полей

Таблица 6 – Технологии удаления парафиновых отложений

Наименование	Технологии
Удаление растворителями	Обработка растворителем. Более глубокая очистка проводится при помощи селективных растворителей
Удаление термохимическими методами	Удаление из сборного коллектора; Удаление из призабойной зоны пласта
Тепловые технологии	Горячая вода, пар, подогреваемая горячая нефть
Механические методы	СПО скребков от образовавшихся отложений



Физические методы	Использование магнитных и электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний
-------------------	---

Выше представлены основные методы и технологии для борьбы с ПО как в России, так и за рубежом. Однако основной выбор, какие методы применения подходит для нефтедобывающей компании, строятся на аналитической базе: эффективности технологии - показавшие положительные результаты на экспериментальных стендах и на производстве; экономической оценки – затраты, окупаемость, рентабельность и пр. (Рисунок 9)



Рисунок 9 – Структура аналитической базы предприятия

## 2.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ МЕТОДОМ ИНГИБИРОВАНИЯ

### 2.1.1. Классификация ингибиторов по принципу действия

Для предотвращения парафиноотложений применяют ингибиторы, в основе действия которых лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.

Опыт полученный за все время нефтедобывающей промышленности показывает, что предотвращение ПО является более продуктивным средством, чем локализация образовавшегося отложения. Имеется огромное количество ингибиторов предназначение, вид и состав которых различается по направленности. [3]

Виды ингибиторов:

- депрессоры
- модификаторы
- диспергаторы
- моющие

### **2.1.2. Механизм действия ингибиторов с депрессорными свойствами, модификаторами**

Это поверхностно - активные вещества (Спирты, соли металлов, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны) с высокомолекулярной массой 5000-6000. Ингибиторы, данного типа или по другому их называют депрессорные модификаторы, служат для предотвращения парафиноотложений в промышленном оборудовании и трубопроводах, для уменьшения температуры застывания парафинистых нефтей. При появлении твердой фазы ингибитор изменяет кристаллическую структуру парафина, что осложняет присоединение их друг к другу и во много уменьшает риск отложений на поверхности труб. Имеется огромное множество реагентов: TOTAL ACS, Visco, ФЛЭК-ИП, ИПХ-9, ПРАЛЬТ, ТюмНИИ-77М.

Модификаторы – считаются более эффективными ингибиторами, представляют собой ионогенные поверхностно-активные вещества (амины с сульфо - группами, эфиры, сульфоксилоты). Действует на молекулярном уровне, может удерживать кристаллы парафинов во взвешенном состоянии на всем участке движения нефти.

ANTISOL, CELLOSIZ, EMBARK.

### **2.1.3. Предупреждение парафина диспергирующими ингибиторами и моющими реагентами**

Диспергирующие присадки (дисперсанты) - относятся к химическим методам, образуют тонкодисперсную систему, не позволяющая отложениям АСПО оседать на внутренней поверхности оборудования. Рисунок 10

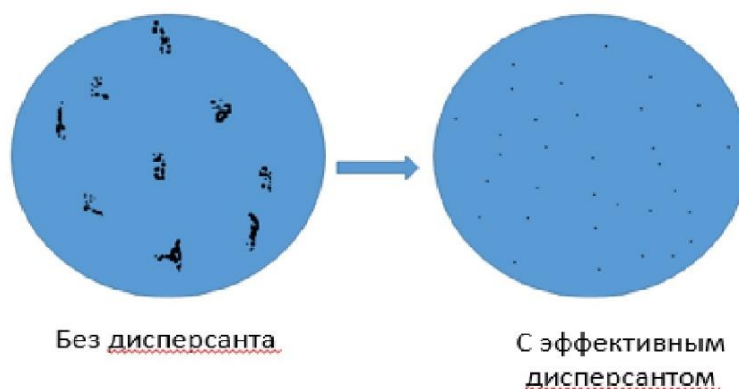


Рисунок 10 – Эффект дисперсанта

Дисперсанты позволяют предотвратить скопление крупных фракций, которые могут увеличить вязкость, способны блокировать поток жидкости в трубопроводах (ОК, Штуцер, ЗКЛ и др.).

В состав многих моющих веществ входят спирты, щелочи, кислоты. При постоянной подаче реагента в поток нефти, способствует смыванию образующихся кристаллов и диспергированию. Для улучшения моющей, диспергирующей и растворяющей технологии, стоит неиногенный ПАВ добавить к растворителю.

#### **2.1.4. Периодическая закачка ингибитора**

Включает в себя подачу раствора как индивидуальный реагент, так и позволяет совмещать в смеси с другими растворителями. Технология обработки скважины заключается периодически-последовательной подаче ингибитора в затрубное пространство. Основной недостаток, как и основной плюс данной модели, виден из названия «периодическая закачка», нет постоянного контакта реагента и добывающей продукции скважины, что ведет к новому образованию отложений, но есть возможность передислокации к необходимой скважине для работ по закачке раствора.

#### **2.1.5. Технология постоянного ингибирования**

Подача раствора производится через трубки малого диаметра к устьевой арматуре в затрубное пространство, которая должна иметь специальный вход (как для ЭЦН – кабельный ввод), либо при ремонте на необходимой скважине

обычный кабель меняют на кабель с капиллярной трубкой, который спускают на колонне НКТ.

Подача реагента производится при помощи специального погружного кабельного устройства (СПКУ). Выход раствора может проходить на разных участках в зависимости от необходимости (рисунок 11, 12)

1. В интервале перфорации;
2. На уровне погружного насоса;
3. Возможно в интервале образования отложений, (на участке от насоса и до устья скважины)

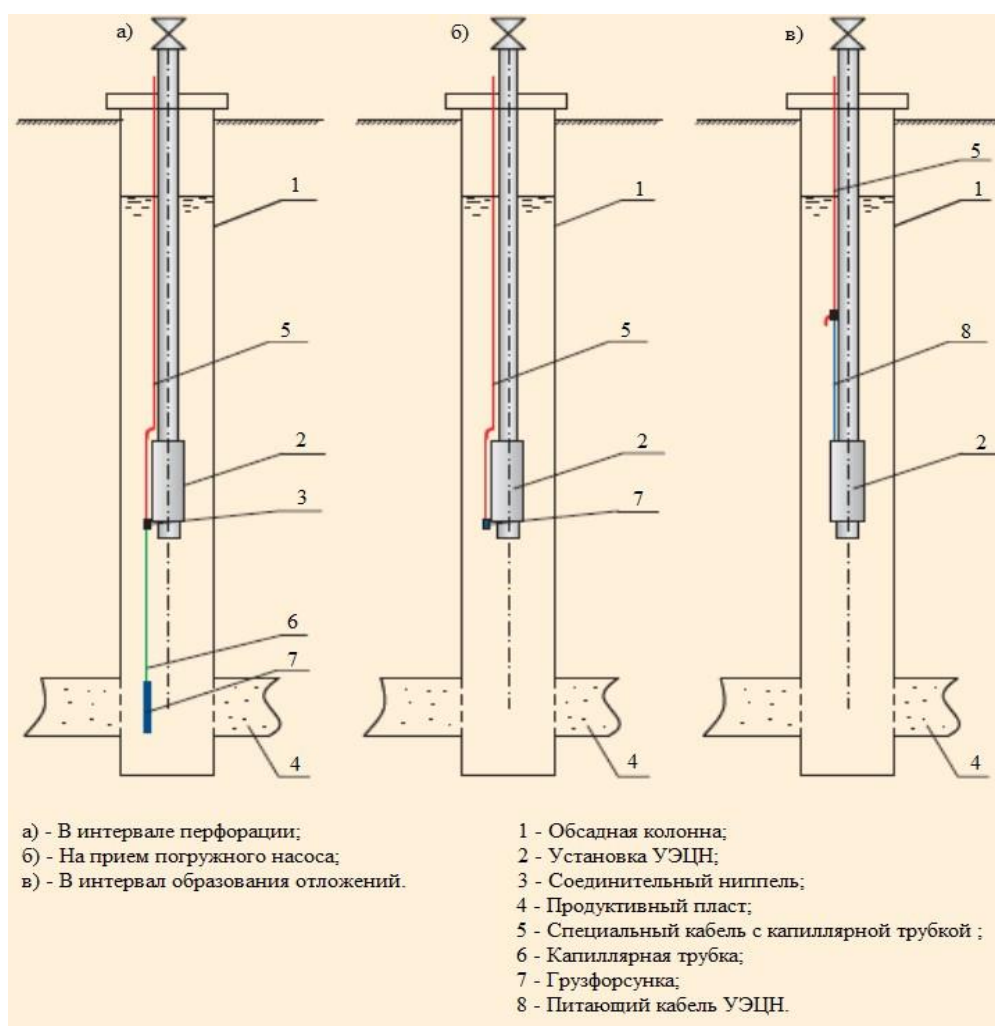


Рисунок 11 - Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ

Совместимость реагента с пластовыми водами является важным параметром в подборе агента для очистки скважины от АСПО

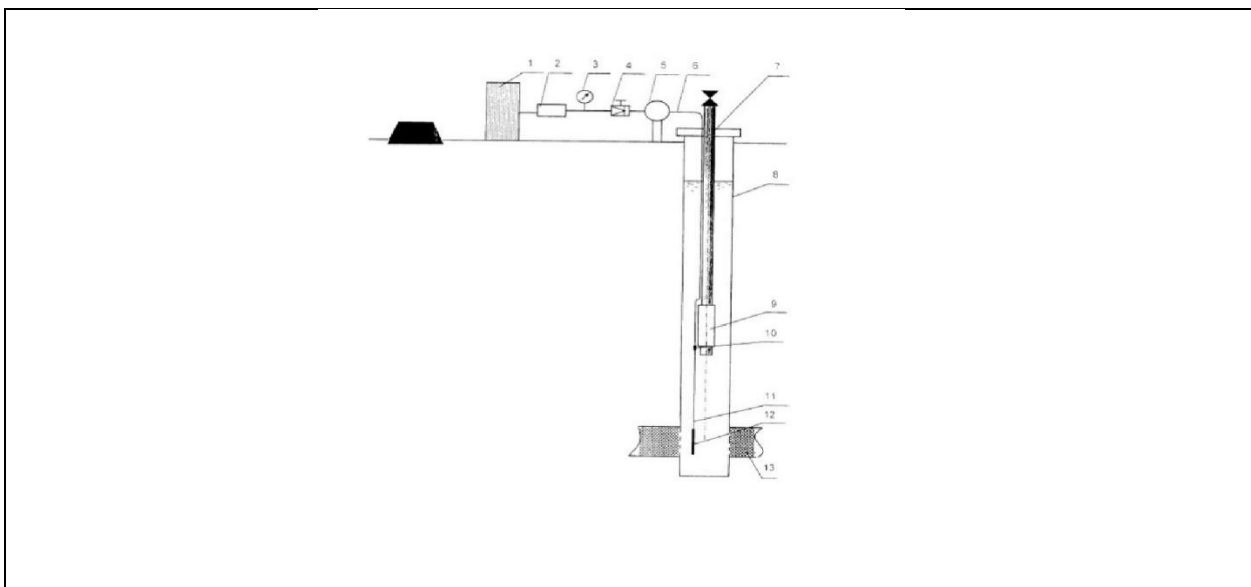


Рисунок 12 – Схема подачи реагента в скважину

- 1 Емкость с химреагентом
- 2 Насос дозатор
- 3 Манометр
- 4 Регулировочный клапан
- 5 Клемная коробка (подключает клапан 4. и кабель 6.
- 6 Специальный кабель с трубкой
- 7 Колонна НКТ
- 8 Скважина
- 9 Скважинный насос
- 10 Соединительный ниппель
- 11 Капиллярная трубка
- 12 Груз форсунки
- 13 Продуктивный пласт

Похожая система подачи реагента, но уже без спускного кабеля-капилляра изображена на рисунке 13. 1-Установка дозирования и приготовления химреагента (УДХ) либо БРХ, БДР, УДР, выбор строится исходя из необходимости применения на скважину; 2 – скважина, место закачки затрубное пространство; 3 - обратный клапан; 4 – манометр,

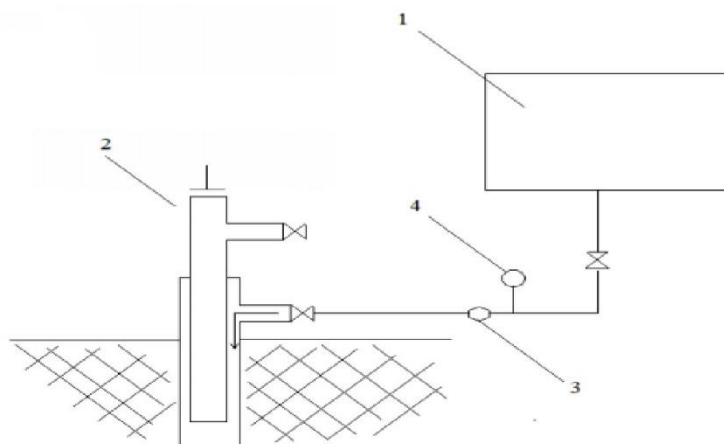


Рисунок 13 – Обвязка дозирующего устройства в затрубное пространство

## 2.2. Термический метод предотвращения парафинообразования

Главной причиной образования ПО является температура. С целью предупреждения отложений проводятся термические операции, поддержание высоких температур – выше температуры плавления парафина, это горение термита (вводится порошкообразная смесь алюминия, магния и оксиды металлов), при помощи электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), промывка горячей нефтью. [4]

### 2.2.1. Термитная смесь

Применяется смесь алюминия/магния с использованием оксида металлов (железа), в процессе взаимодействия реагентов происходит активное сгорание, что приводит к выделению огромного количества тепла. Основные составляющие устройства это – корпус (1), в котором содержится зажигательный термит (2) и воспламенительное вещество (3), составы поджаты перевернутой чашечкой с цилиндроконическим дном (4) и (5) для возможного поджата смеси, отверстие, плотно закрытое пленкой (6) служит для целенаправленной фокусировки пламени, внутри возможно нахождение электровоспламенителя (7) (батареек) (рисунок 14).

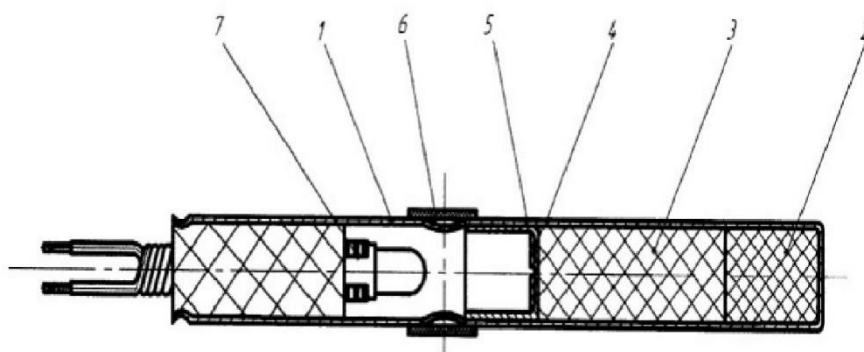


Рисунок 14 – Устройство для поджига термитного состава

Строение устройства:

1. Корпус
2. Зажигательный термит
3. Воспламенительный состав
4. Перевернутая чашечка
5. Цилиндрически-коническое дно
6. Отверстие, плотно закрытое пленкой
7. Электровоспламенитель

### 2.2.2. Использование электронагревателей

Метод электронагрева скважинной продукции подходит для установок использующие штанговый глубинный насос «ШГН» и установка электроприводного центробежного насоса «УЭЦН». Различия при нагреве — это расположение греющего кабеля (ГК). Скважина, используемая ЭЦН, греющий кабель находится внутри НКТ, скважина, используемая ШГН, кабель крепится снаружи труб НКТ, так как внутри расположена штанга.

Рисунок 15

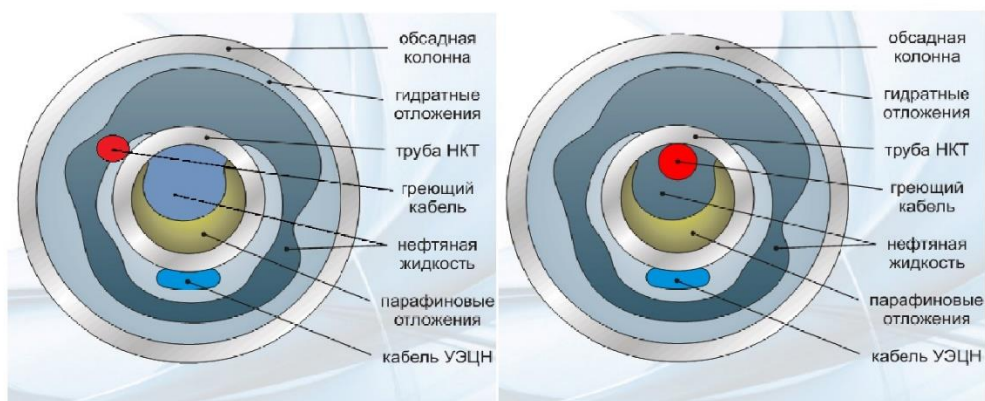


Рисунок 15 – Расположение нагревательного кабеля

Наиболее эффективным способом прогрева является наличие греющего кабеля внутри НКТ, при нагреве тепло распространяется от центра спущенного оборудования и во все стороны соприкосновения с флюидом. Такой способ эксплуатации ГК возможен на фонтанирующих скважинах и скважинах с ЭЦН. При использовании нагревательной системы поверх труб НКТ, используемая в ШГН, большая доля тепла распространяется во круг с наименьшим воздействием на нефть. Структура кабелей может быть представлена разной конструкцией. (Рисунок 16, 17)

На рисунке 16 представлены сечения силовых кабелей и их конструкция:

- а – двухжильные (круглые и сегментные жилы)
- б – трехжильные (поясная оболочка и отдельная)
- в – четырехжильные с нулевой жилой (круглой, секторной, треугольной)



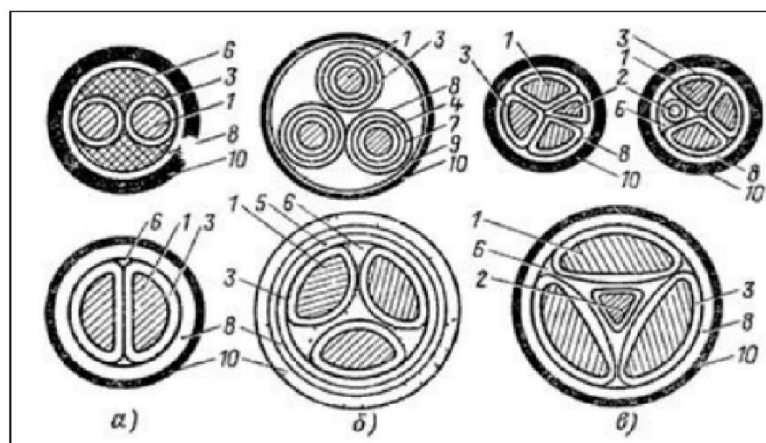


Рисунок 16 – Сечение силовых кабелей:

1-токопроводящая жила; 2-нулевая жила; 3-изоляция жилы; 4-экран на токопроводящей жиле; 5-поясная изоляция; 6-заполнитель; 7-экран на изоляции жилы; 8-оболочка; 9-юронепокров; 10-наружный защитный покров

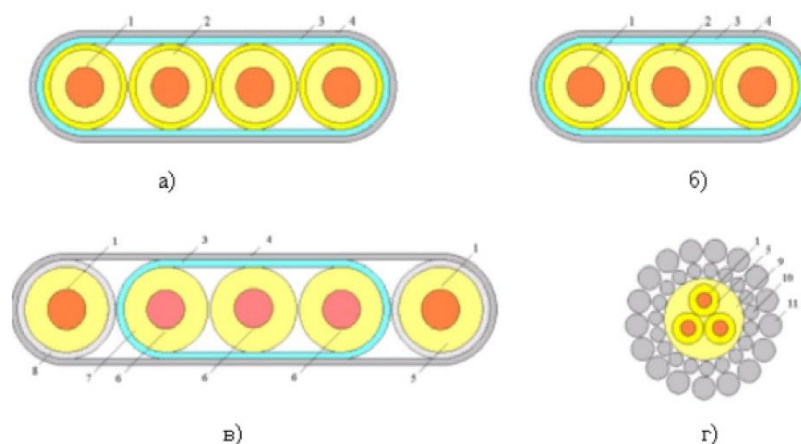


Рисунок 17 - Поперечное сечение кабелей:

Плоские нагревательные кабели (а, б), комбинированный нагревательно-силовой кабель (в) и самонесущий нагревательный кабель (г).

Конструкция поперечных кабелей:

1 – нагревательная жила; 2 – двухслойная изоляция из полимерного материала с обмоткой; 3 – подушка под броню; 4 – броня из стальной оцинкованной профилированной ленты; 5 – изоляция нагревательная жила из полимерного материала; 6 – три силовые жилы; 7 – изоляция силовых жил; 8

– металлический теплоотводящий экран; 9 – оболочка; 10,11 – двухслойная броня из стальных оцинкованных проволок

### **2.2.3. Технологический метод предупреждений парафиновых отложений**

К данным технологическим методам относятся: трубы НКТ внутренняя поверхность которых сделана из специального покрытия для изменения проходимости; теплоизолированные трубы, способствуют уменьшению потери тепла в окружающую среду; магнитные, вибрационные, ультразвуковые свойства.

Для предупреждения АСПО при добыче нефти используются стальные НКТ с покрытием внутренней поверхности, которые предназначены для эксплуатации на нефтяных скважинах в температурном диапазоне от минус 60 до плюс 150 °С.

#### **Требования к защитному покрытию:**

толщина защитного покрытия должна быть 0,18-0,65 мм;

защитное покрытие должно быть сплошным, не допускаются пузыри, сквозные поры, трещины и другие дефекты, обнажающие металл;

поверхность защитного покрытия должна быть блестящей, гладкой, без видимой шероховатости;

плотность защитного покрытия должна быть от 2,3 до 2,6 г/см<sup>3</sup>;

прочность защитного покрытия при испытании на растяжение должна быть не менее 100 МПа;

ударная прочность защитного покрытия должна быть не менее 2,0 Дж (0,2 кгс×м),

прочность сцепления защитного покрытия с металлом должна быть не ниже 4 баллов по приложению 2 [1];

переходное электрическое сопротивление защитного покрытия должно быть не менее 500 Ом×м<sup>2</sup>.

#### **Трубная продукция.**

Вне зависимости оттого из какого материала решат изготавливать насосно-компрессорные трубы, многие предприятия изготовители наносят на внутреннюю поверхность дополнительные материалы: лак, эпоксидная смола, жидкое стекло. Использование дополнительного покрытия на НКТ позволяет продлить срок службы труб, уменьшить расходы на обслуживание и ремонт. В процессе эксплуатации труб из разных материалов на производстве и в лабораторных средах, было выявлено, что наибольшую пропускную способность, как и наименьшую способность к накапливанию имеют трубы с «идеально» гладкой поверхностью. Труба может быть допущена на промысел по своему прямому назначению только в том случае, если прошла все испытания и проверки:

Устойчивость к коррозионному сульфидному растрескиванию

Твердость

Устойчивость к растяжению

Гидроустойчивость

Ударная вязкость материала изготовления

Нанесение защитного материала зависит от условий эксплуатации, вида и свойств добываемой нефти/углеводородов, оцениваются адгезионным аппаратом, лучшие свойства показывают материалы из (стекла, лаков, эпоксидных смол и др.). Защитный слой изображён на рисунке 18.



Рисунок 18 –Насосно-компрессорные трубы с внутренним гладкостным покрытием

Рассмотрим трубную продукцию Завода изготовителя АО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск» таблица 7. Представлено 6 видов наименований, каждый из которых предназначен для своей рабочей среды, как у некоторых совпадает температурный режим эксплуатации, у них же и имеются отличия по взаимодействию с химическими реагентами, примесями и другими факторами. Неправильно рассчитанные и подобранные трубы приводят к разным проблемам, экологическим и к экономическим и др.

Таблица 7 – Виды труб НКТ с внутренним гладкостным покрытием

Наименование:	Защитные свойства:	Температура эксплуатации
СТАНДАРТ-80	от мин. Солей; воздействия CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S; кислотных обработок	до 80 °С
ТЕРМО-110	от мин. Солей; воздействия CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S; кислотных обработок	до 110 °С

ТЕРМО-150	Высокая хим. и температур. стойкость; высокая стойкость к гидроабразивному износу.	до 150 °С
АНТИАСПО-80	Препятствует АСПО; высокая хим. стойкость.	до 80 °С
АНТИАБРАЗИВ-80	Высокая хим. стойкость; стойкость к трению и мех. примесям рабочей среды;	до 80 °С

### **2.3. Технология удаления парафинов растворителями**

Депарафинизация – удаление отдельных твердых частиц углеводородов из жидкой среды (керосиногазойлевых и масляных фракций нефти). Метод включает в себя легкокипящие растворители, некоторые из которых хорошо растворяют парафины, а некоторые плохо.

Выбор растворителей осуществляется для каждого месторождения отдельно, зависит от эксплуатационных свойств скважины, свойств и вида осложнений, технологии и целесообразности использования.

Используемые растворители:

- Органические;
- Растворители с природными характеристиками;
- На водной основе;
- Смеси с ПАВ;
- Многокомпонентные смеси

Закачка реагентов происходит в затрубное пространство двумя способами. Постоянным – при помощи УБДР, БДР, БРХ; и периодическим – организована специализированная бригада, обслуживающая скважины по сформированному графику, либо в случае возникновения непредвиденных осложнений.

Положительная сторона данного метода, это простота использования и в случае верно выбранного реагента, полное удаление отложений.

Недостатки технологии, это себестоимость используемого растворителя для месторождения/скважины; пожаровзрывоопасность, токсичность, вызывает профессиональные заболевания работников.

Рекомендуется применение растворителей при выявившихся осложнениях, когда глубина формирования ПО ниже 500 метров и дебит начинает уменьшаться более 15 % и выше.

При уменьшении дебита и для промывки приемной сетки применимы методы:

- Введение реагента в затрубное пространство, без закачки через насос. Применимо при небольшой глубине установки подвески ЭЦН с невысоким динамическим уровнем.
- Продавка реагента через ЭЦН при взаимодействии с агрегатом промывки. Применяется при снижении производительности насоса и повышении динамического уровня.

### **2.3.1. Расчет и подбор вспомогательного оборудования**

Емкость.

Тип и конструкция – вертикальный цилиндрический аппарат.

Назначение – прием сухого растворителя.

- Определяем объем емкости  $V$ ,  $\text{м}^3$ , по формуле

$$V = \frac{G * T}{K_e * \rho_{\text{см}}}$$

где  $G$  - масса сухого растворителя,  $\text{кг/ч}$ ;

$T$ - время пребывания,  $\text{ч}$ ;

$K_e$ - коэффициент заполнения емкости;

$\rho_{\text{см}}$ - плотность смеси растворителей,  $\text{кг/м}^3$

- Определяем плотность смеси растворителей  $\rho_{\text{см}}$ ,  $\text{кг/м}^3$ , по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{МЭК}} * w_{\text{МЭК}} * \rho_{\text{тол}} * w_{\text{тол}}$$

где  $\rho_{\text{МЭК}}$ ,  $\rho_{\text{тол}}$ , - плотность чистых веществ (МЭК, толуол),  $\text{кг/м}^3$ ;

$w_{\text{МЭК}}$ - содержание МЭК в смеси растворителей, массовая доля;

$w_{\text{тол}}$  - содержания толуола в смеси растворителей, массовая доля.

$$\rho_{\text{см}} = 803 * 0,56 * 867 * 0,44 = 831,16 \text{ кг/м}^3$$

$$V = \frac{57113,72 * 0,2}{K_e * \rho_{\text{см}} 0,8 * 831,16} = 17,18 \text{ м}^3$$

К установке принимаем одну емкость со следующей характеристикой:

объем,  $\text{м}^3 = 20$

диаметр, мм = 3000 42

длина, мм = 12200

материал изготовления Ст 3СП

количество, шт. 1

## 2.4. Технология термохимического удаления парафинов

Для удаления парафинов термохимическим методом применяются химические соединения, взаимодействие которых приводит к генерированию и выделению тепла, что ведет к полному или частичному удалению парафинообразованию.

### Технология удаление парафинов из сборного коллектора.

Происходит закачка компонентов смеси, в процессе взаимодействий которых происходит тепловая реакция, расплавляющая парафины, что позволяет в дальнейшем удалить их потоком жидкости.

Реагенты, используемые для термохимической реакции:

Нитрит натрия. Необходимая концентрация раствора подготавливается исходя из осложнений, соблюдается пропорция компонентов. Готовится раствор нитрита натрия, массовая доля должна быть 20 %, происходит смешивание нитрита натрия и технической воды, объем которой рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{вода}} = (4 * m_{\text{нн}}) / 1000,$$

где

$V_{\text{вода}}$  - объем воды,  $\text{м}^3$ ;

$m_{\text{нн}}$  - масса нитрита натрия, кг

Сульфаминовая кислота. Как и нитрит натрия, концентрация продукта должна получиться 20 %, расчет делается по формуле:

$$V_{\text{вода}} = (4 * m_{\text{аск}} - m_{\text{нр}}) / 1000,$$

где

$V_{\text{вода}}$  - объем воды, м<sup>3</sup>;

$m_{\text{аск}}$  - масса сульфаминовой кислоты, кг;

$m_{\text{нр}}$  - масса нейтрализующего реагента, кг.

Отношение нитрита натрия к сульфаминовой кислоте должно быть 1:3. Реакция сопровождается выделением газа. После проведения всех операций, выделяется время для реакции текущего произведенного процесса в течении рекомендуемого времени. После завершения ожидания на реакцию, проводится прокачка в необходимом объеме, для продавки реагентов. Эффект проверяется по результатам отслеживания давления и контроль участка проведенных работ.

### **Технология удаления парафина из призабойной зоны**

Технология позволяет расплавить парафины с последующим удалением. Для данного метода используется: агрегат ЦА-320 насосный агрегат, автоцистерна, технологическая емкость. (Рисунок 19)

Последовательность работ по закачке реагента:

Опрессовка линии;

Проверка на герметичность;

При помощи агрегата производить закачку раствора в призабойную зону пласта;

По завершению закачки произвести остановку на время необходимое для реакции реагентов;

По завершению работ произвести запуск скважины.



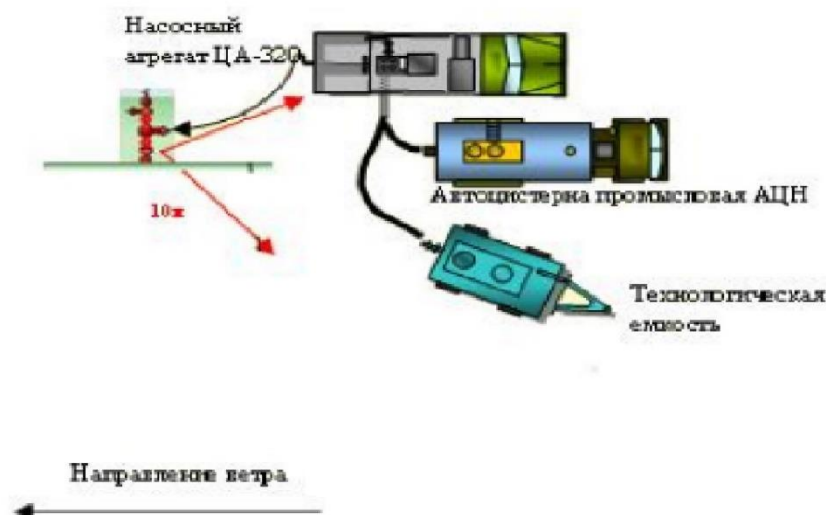


Рисунок 19 - Схема расстановки техники и оборудования при закачке растворов

## 2.5. Тепловые технологии

Суть технологии заключается в удалении парафиновых отложений, плавление которых возможно при температуре выше 50 °С, путем тепловой обработки с использованием горячей воды, пара, подогретой горячей нефтью.

### Подготовительные работы

Решение о необходимости проведения горячей обработки принимает ведущий технолог ЦДНГ. Ответственным за проведение обработки является инженерно-технический работник (мастер по добыче нефти и газа). Все работы производятся на основании и в соответствии с разработанным планом-заданием. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности и ответственный руководитель работ. (Рисунок 20)

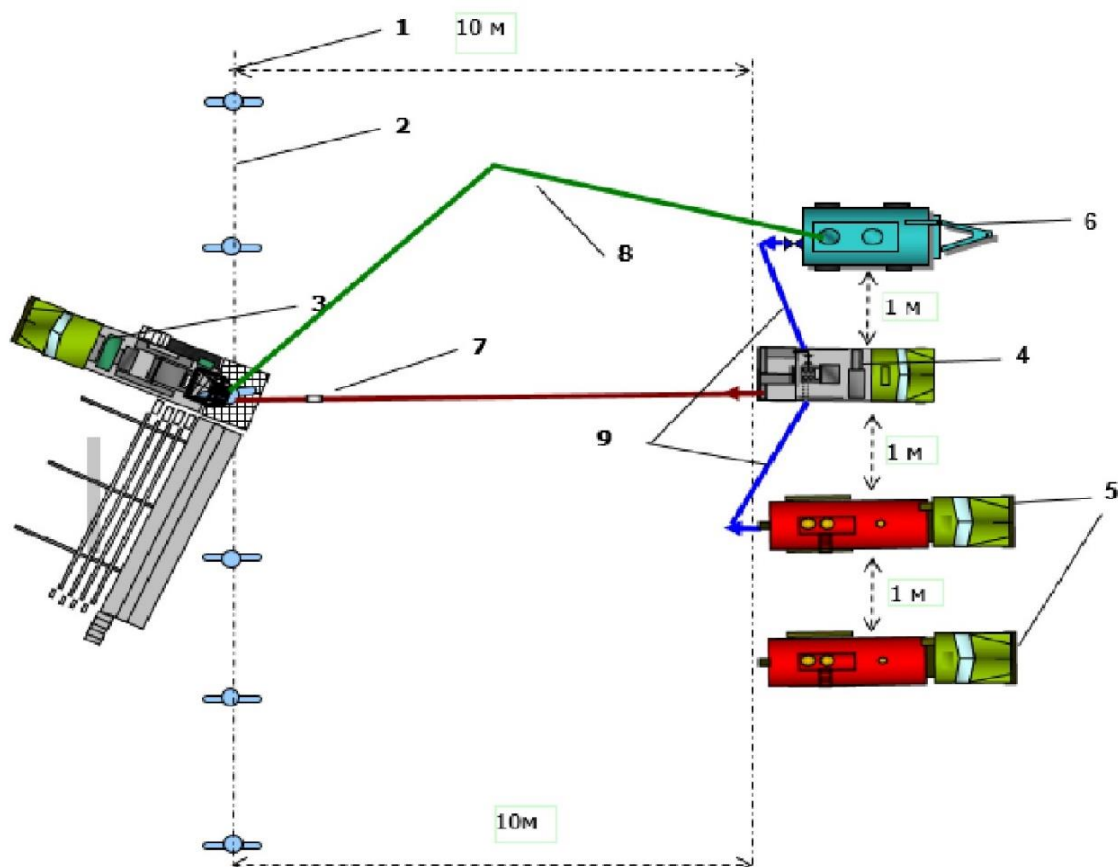


Рисунок 20 - Схема расположения спецтехники и оборудования при проведении обработки скважин растворителями на углеводородной основе:

1 – ось расположения батареи скважин на кусте; 2 – фонтанная арматура скважины; 3 – подъемный агрегат с мостком и стеллажом; 4 – насосный агрегат (ЦА-320); 5 – автоцистерна; 6 – доливная емкость; 7 – нагнетательная линия; 8 – выкидная линия; 9 - линии низкого давления

Технологической службой ЦДНГ, по каждой скважине и выкидной линии рассчитывается объем нефти, температура и давления для растепления (расплавления) АСПО и промывки колонны НКТ или выкидной линии, для выноса АСПО.

Для предотвращения парафиновых отложений и высоких начальных давлений на скважинах с уровнем жидкости в затрубном пространстве ниже 100 метров, рекомендуется производить, долив холодной нефтью до устья.

Объем «прямой» промывки должен быть равен не менее 1,5 объёма НКТ и рассчитывается по формуле:

$$V_{np} = 1,5 p \cdot V_{нкт} + V_{дол},$$

где:

$V_{нкт}$  – внутренний объём НКТ, (м<sup>3</sup>);

$V_{дол}$  – объём необходимый для долива скважины в НКТ холодной нефтью до устья, (м<sup>3</sup>).

Объем «обратной» промывки должен быть равен внутреннему объёму эксплуатационной колонны с учетом НКТ до приёма ГНО и рассчитывается по формуле:

$$V_{np} = V_{срд} + V_{дол},$$

где:

$V_{срд}$  – сумма внутренних объём эксплуатационной колонны и НКТ до приёма ГНО, (м<sup>3</sup>);

$V_{дол}$  – объём необходимый для долива скважины по затрубному пространству холодной нефтью до устья, (м<sup>3</sup>).

Учитывая стандартные объёмы автоцистерн, допускается превышение расчетного объёма не более чем на 4м<sup>3</sup> или его уменьшение не более чем на 2м<sup>3</sup>.

Температура закачиваемой жидкости при проведении горячей обработки выбирается исходя из способа эксплуатации скважины, и не должна превышать максимальную температуру эксплуатации применяемого на скважине оборудования:

для скважин с фонтанным способом эксплуатации +120°С;

для скважин с штанговыми глубинными насосами +110°С;

для скважин с электроцентробежными насосами – параметр рассчитывается исходя из спущенной кабельной линии и установленного уплотнения кабельного ввода, но не выше +110°С;

для выкидных линий не выше +150°С.

Расчет температурного режима промывки для УЭЦН, производится по формуле:

$$T_{пр} = T_{доп} \cdot K_{зап},$$

где:

$T_{пр}$  - температура закачки жидкости при промывке АДПМ, (°C);

$T_{доп}$  - предельно допустимая температура рабочей жидкости при определённом значении  $I$  (А), в соответствии с ТУ на данный вид кабеля, (°C);

$K_{зап}$  - коэффициент запаса — это величина, учитывающая погрешности средств измерения, применяется 0,85.

Давления закачки для скважин с фонтанным и штанговым способом эксплуатации при проведении горячей обработки выбирается из расчета не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Для скважин с электроцентробежными насосами не превышающее давление, определенное ТУ для используемого погружного кабеля в интервале спуска УЭЦН, но не выше давления опрессовки ЭК, кабельного ввода и рассчитывается по формуле:

$$P_{зак} = P_{ту} - (\rho \cdot g \cdot H),$$

где:

$P_{зак}$  — давление закачки нефти при горячей обработке скважины, (атм);

$P_{ту}$  — разрешенное давление ТУ, для используемого вида погружного кабеля, (атм);

$\rho$  — плотность жидкости, (кг/м<sup>3</sup>);

$g$  — ускорение свободного падения = 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H$  — высота столба жидкости до приёма ЭЦН, (м).

Ответственность за исправность внутрискважинного, наземного и устьевого оборудования и качество подготовки скважины к проведению работ, несёт мастер по добыче нефти и газа данного участка

### **Производство работ**

Оператор по добыче нефти и газа при подключении АДПМ к фонтанной арматуре скважины для обратной промывки открывает затрубную задвижку и информирует об этом машиниста АДПМ, который начинает закачку нефти. Оператор, убедившись в заполнении колонны (повышение давления в нагнетательной линии), наличии циркуляции и не превышении допустимого давления в нагнетательной линии, дает команду машинисту на розжиг котла нагревателя.

Машинист АДПМ производит розжиг нагревателя, в соответствии с планом работ контролирует режим работы всех систем, следит за температурой и давлением, подачей топлива в нагреватель, контролирует соединение подводящей линии к агрегату и нагнетательной линии подачи нефти к скважине. Запуск котла с применением открытого огня запрещается.

Температура нагрева нефти не должна превышать предельной температуры, указанной в плане работ. Во время работы агрегата запрещается:

нахождение посторонних людей на агрегате и в зоне его работы;

производить какие-либо ремонтные работы на агрегате или крепить обвязку устья скважин и трубопровода;

оставлять работающий агрегат без присмотра;

категорически запрещается курить на агрегате или в зоне его работы;

пользоваться открытым огнем для освещения, осмотра и прогрева агрегата.

Закачка горячей нефти производится АДПМ по непрерывному циклу, допускается небольшой перерыв не более 15 минут для переключения подачи нефти с одного бойлера на другой (перевод потока на АДПМ). В процессе закачки машинист контролирует подачу нефти из бойлера, режимы температуры и давления в соответствии с параметрами, указанными в плане работ. Давление закачки не должно превышать давление опрессовки эксплуатационной колонны скважины.

Ответственный (мастер ДНГ), в момент начала падения давления (когда АСПО превратилось в сплошную жидкую массу), дает команду машинисту АДПМ на увеличение скорости прокачки и контролирует по КИП ход технологического процесса (давления и температуры) (Таблица 8).

Таблица 8 – Технические характеристики горячей обработки АДПМ

<b>Рекомендуемая передача при проведении горячей обработки АДПМ</b>	<b>Рекомендуемый расход жидкости при проведении горячей обработки АДПМ</b>
3 передача 600-700 об/мин (начало обработки, заполнение скважины до скачка давления на выкиде АДПМ)	5-6 м <sup>3</sup> /час
4 передача 900-1000 об/мин (в процессе обработки, до начала падения давления на выкиде АДПМ)	7-9 м <sup>3</sup> /час
4 передача 1100- 1260 об/мин (конец обработки, с момента начала падения давления на выкиде АДПМ)	10-12 м <sup>3</sup> /час

Перед окончанием процесса обработки скважины горячей нефтью, когда в автоцистерне остается 1 м<sup>3</sup> нефти, машинист АДПМ гасит нагреватель и сохраняет установившийся режим закачки до снижения температуры нефти на выходе из нагревателя до 40°С.

По окончании прокачки запланированного объема нефти ответственный (мастер ДНГ) дает команду машинисту на остановку агрегата, оператор по добыче нефти и газа закрывает задвижку на затрубном пространстве скважины.

Машинист АДПМ снижает давление в нагнетательной линии до атмосферного, после чего вместе с оператором по добыче нефти и газа демонтируют нагнетательную линию с последующим отсоединением всасывающей линии от бойлера.

В случае превышения давления закачки, для ШСНУ выше давления опрессовки эксплуатационной колонны, для УЭЦН выше расчётного давления (что может быть вызвано уменьшением проходного сечения в НКТ или затрубном пространстве) работы должны быть прекращены.

В аварийных случаях работа звена обработки горячей нефтью должна быть прекращена.

### **Удаление ПО подогреваемой горячей нефтью**

Процедура связана с закачиванием горячей нефти в затрубное пространство скважины (без технической остановки), с последующей промывкой нефтью. (Рисунок 21)

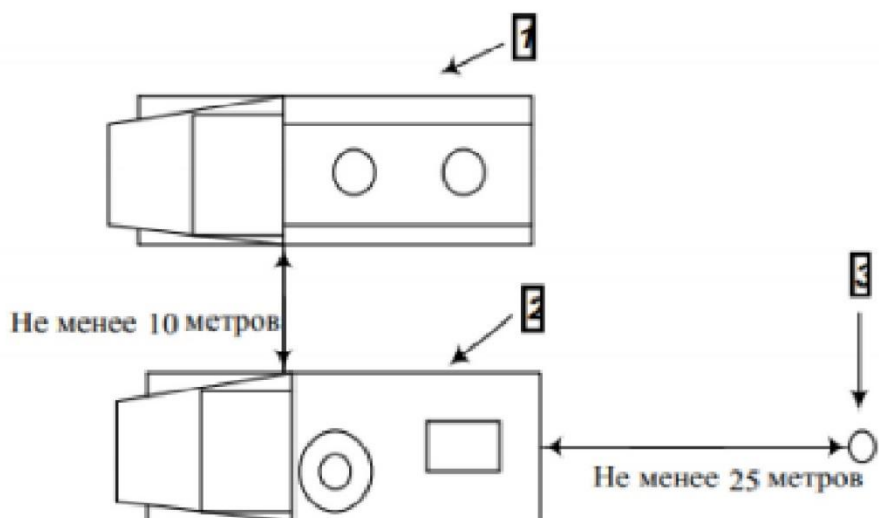


Рисунок 21 – Схема обвязки наземного оборудования. 1-автоцистерна с нефтью, 2-агрегат депарафинизации передвигной модернизированный, 3-скважина

Температура разогретой нефти может достигать до 120-150 °С, нагреваемая агрегатом АДПМ. Основное оборудование, которым можно управлять процессом депарафинизации, размещено на автомобилесиловым приводом выступает двигатель. Оборудование агрегата АДМП КрАЗ-255Б1А отображено на рисунке 22.

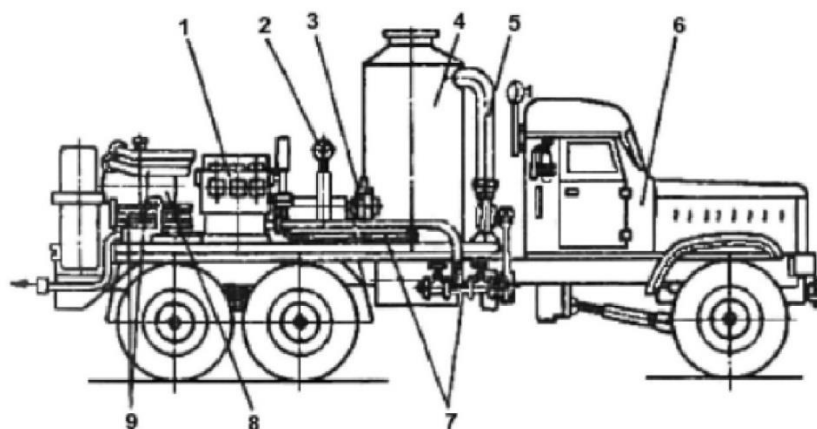


Рисунок 22 – Основное оборудование. агрегат депарафинизации передвижной модернизированный, 1 – нагнетательный насос; 2 – измерительные приборы и учета; 3 – силовая передача; 4 – нагреватель; 5 – воздуховод; 6 – автомобиль КраЗ; 7 – технологически е трубопроводы; 8 – топливная система; 9 – трубопроводы и вспомогательное оборудование

### Удаление ПО, горячей водой, паром.

Одним из средств удаления ПО с труб НКТ является пропарка паром (установка ППУ), проводимая практически при каждом подземном ремонте, в процессе поднятия труб. (Рисунок 23)

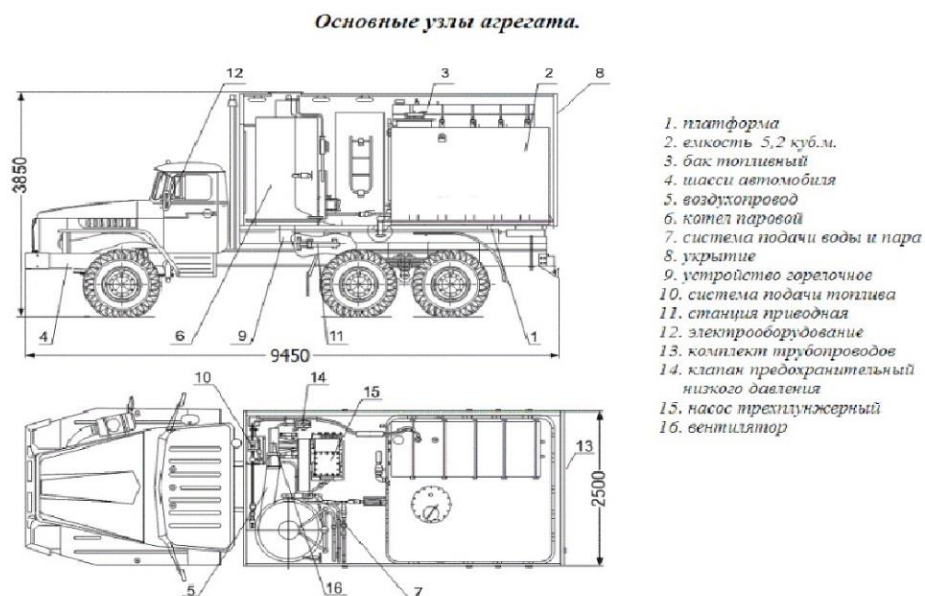


Рисунок 23 – Передвижная автономная, многофункциональная котельная установка, предназначенная для выработки пара



Основным объектом использования данной технологии являются скважины ШГН. Происходит нагрев технической жидкости способствующее выделению пара, в последствии закачиваемый в затрубное пространство скважины. Посредством нагрева труб, отложения парафина плавятся и выносятся сопровождающимся потоком.

## **2.6. Технология механического удаления парафина**

В данном методе главными инструментами для удаления парафинообразований, очистки колонн НКТ являются скребки, фрезовые скребки. Высокий показатель эффективности может быть достигнут при соблюдении графиков чистки. В настоящее время самым популярным устройством для чистки, является установка УДС. (Рисунки 24, 25)



Рисунок 24 – Установка депарафинизации скважин со станцией управления автоматизированной

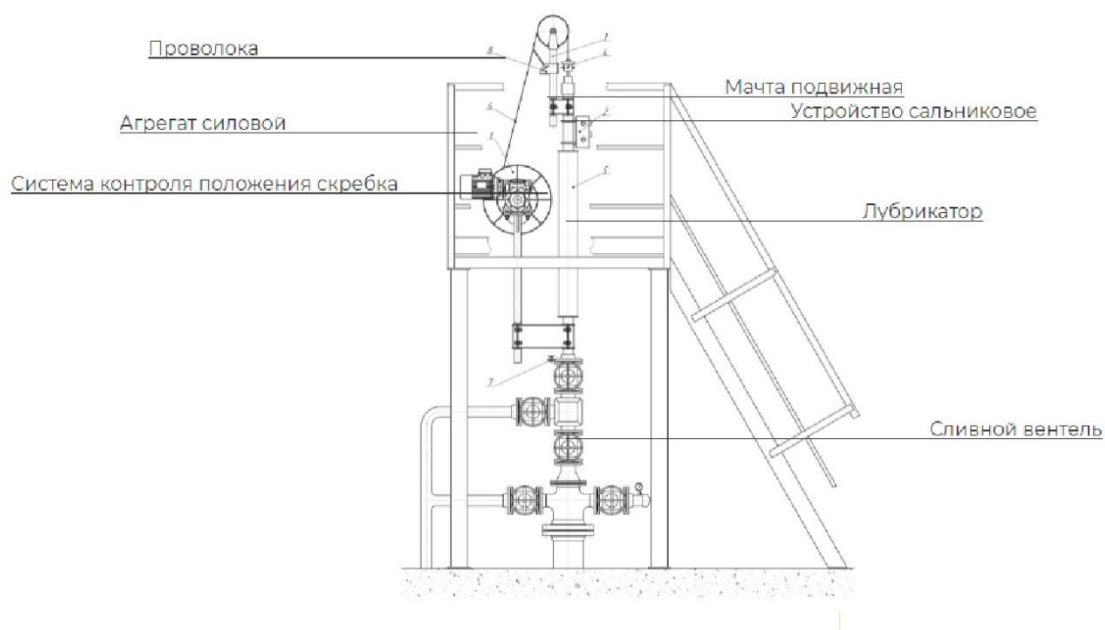


Рисунок 25 – Устройство установки депарафинизации скважины

Преимущества данных установок:

- Управление работами в полуавтоматическом/автоматическом режиме;
- Возможность контролирования через удаленные системы;
- Запуск согласно заданных задач, запись проведенных работ, контроль спуска до заданной глубины, подъем до лубрикатора;
- Контроль за проволокой в случае не прохода, защита от обрывов/подкидываний.

Рассмотрим оборудование, непосредственно спускаемое в ствол скважины. На зарубежных и российских рынках представлен огромный ассортимент скребков, различающихся по назначению. На рисунке 26 представлены некоторые из них.

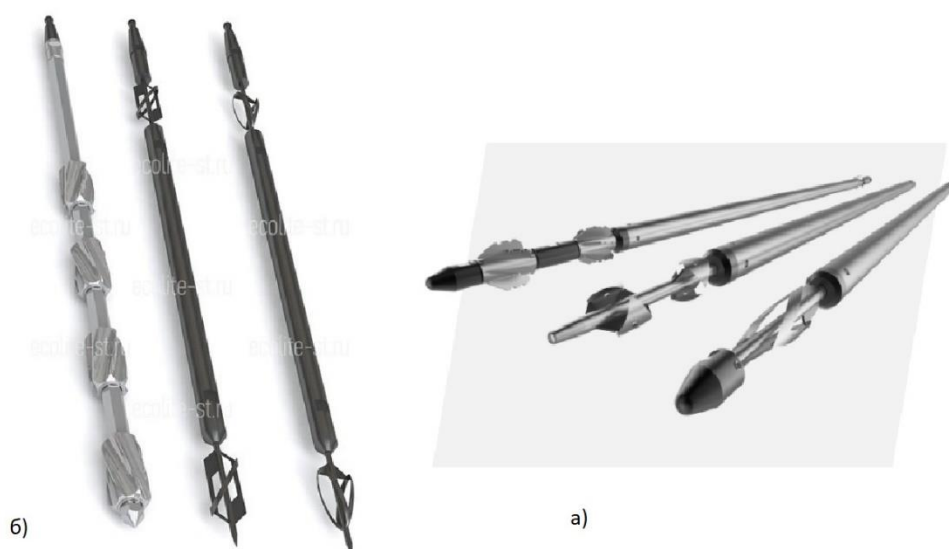


Рисунок 26 – Скребки для удаления парафинов:

а) – скребки фрезовые; б) – скребок механический лезвийный

Фрезовые скребки – предназначены для очистки труб НКТ осложненные парафиноотложениями, применимы на высокодебитных скважинах, дебит которых превышает  $30 \text{ м}^3$  в сутки. Связано с тем что при более низком дебите, вращение режущей головки будет не эффективным в стволе скважины.

Основное направление лезвийных скребков — это удаление ПО в фонтанирующих скважинах, а также скважины с ЭЦН. При объёмных отложениях на стенках НКТ, но при сохранившемся потоке флюида, рекомендуется использование скребков с малым диаметров для увеличения прохода, после использовать скребок с большим диаметром.

Со временем скребки прошли модернизацию, и в настоящий момент имеют конструкцию, в которой можно менять компоновку в зависимости от фонда скважин (фрезовые головки, груз-утяжелителей, вертлюг (карабин), диаметр скребков также зависит от размеров подвески НКТ.

## 2.7. Физический метод удаления

Метод включает использование магнитных, акустических, электрических, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний и вибрационных свойств. Уровень влияние полей на образование

парафинов зависит от состава и свойств нефти, уровень и сила выдаваемых колебаний, происхождение и полярность полей, скорость потока, уровень обработки потока полем. Так при использовании полей существуют положительные и отрицательные стороны, при положительном заряде электрического поля, ПО уменьшается, а при отрицательном заряде парафиноотложение может увеличиться.

В процессе добычи происходит влияние магнитного поля на парафины, таким образом, что изменяется кристаллическая структура, благодаря чему становится невозможным образование твердой поверхности, способствующей закреплению отложений на внутренней поверхности; происходит разрыхление и смягчения уже имеющихся парафинов.

Метод использования вибраций заключается в создании вибраций, путем своих вибрационных свойств удаляет со стенок кристаллы парафинов и не позволяет образоваться новым отложениям.

### **3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

В настоящее время одной из основных проблем в нефтяной отрасли является интенсивное образование парафиновых отложений в призабойной зоне пласта, скважинном и наземном промысловом оборудовании, что по итогу приводит к аварийным остановкам и в неплановым текущим и капитальным ремонтам. Все методы по предупреждению и удалению парафиновых отложений описанные в данной работе имеют как свой индивидуальный подход к каждой скважине/месторождению, так и общее применение, характеризующееся совокупностью нескольких методов для увеличения эффективности проведения работа. [5]

Основная причина появления ПО заключается в резком изменении температур в потоке извлекаемой нефти. В процессе охлаждения нефти с содержащимся в ней парафинов, происходит стадия фазового перехода (нуклеация), и парафин начинает кристаллизироваться. Температура, которая влияет на появление кристаллов, называется температурой начала кристаллизации – это максимальная температура, при которой можно заметить помутнение в охлажденной жидкости невооруженным глазом.

Таким же фактором как изменение температуры на ПО, можно отнести и изменение давления, влияющее на температурные показатели, то есть с повышением давления – температура начала кристаллизации тоже будет расти.

Начало кристаллизации зависит от распределения температуры, которое зависит от роста отложений. Изначально место, которое имеет подходящую температур для образования ПО может быть около стенок труб, а конечное проявление температуры находится на границе жидкой фазы и парафина.

В момент времени, когда температура стенок НКТ становится равна температуре образования кристаллов, на них начинается образование отложений. Если температура потока нефти опускается ниже температуры

начала кристаллизации, то кристаллы парафина зарождаются в ламинарном подслое в сечении с температурой, равной температуре помутнения.

Осаждение парафина происходит, когда температура стенок трубы становится меньше температуры жидкости и температуры начала кристаллизации. Отложения могут образоваться только на ограниченных участках насосно-компрессорных труб или трубопроводов. До зоны отложений температура нефти превышает температуру начала кристаллизации, поэтому твердый парафин здесь отсутствует. Ниже по течению после зоны отложений парафин остывает настолько, что теряет свои адгезионные свойства. Далее эти кристаллы либо перемещаются за счет сдвиговых напряжений в основной поток жидкости, где растворяются, либо двигаются к более охлажденным участкам трубы и осаждаются на ее стенке. (Рисунок 27)

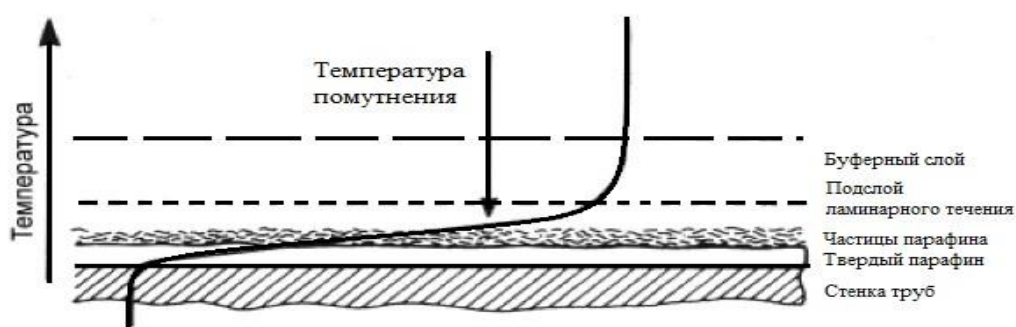


Рисунок 27 – Профиль температуры в продольном сечении трубы

Если сделать вывод по методам, которые используются на нефтепромысле, то можно сказать, что любой метод предупреждения и удаления парафиновых отложений подбираются и рассчитываются индивидуально для каждого месторождения и скважины. У каждого метода есть свои достоинства и недостатки, которые при не правильных расчетах могут привести к незначительным последствиям - таким как неэффективность выбранного метода, так и к более крупным – остановка скважины в связи с осложнённым фондом, ведущие к текущему и капитальному ремонту скважины, с соблюдением норм, правил и гостей,

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Николаеву Сергею Валерьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 7 500 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 5 000 000 руб.; затраты на оборудование – 400 000 руб., материальные затраты - 350 000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Часовая тарифная ставка – 485,01 руб., Накладные расходы – 7 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы - 31 %

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение экономической эффективности

## Перечень графического материала

График Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Николаев Сергей Валерьевич		21.04.2021

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1. Техничко-экономическое обоснование проекта**

Технология механического удаления АСПО, методом спускоподъёмных операций скребком, используется на всех промыслах добычи нефти и газа. Существуют разные виды данного оборудования: стационарные и передвижные; автоматизированные и ручные. В данной работе проводим модернизацию оборудования с ручных лебедок, на установку депарафинизации скважины с автоматизированной станцией управления.

Усовершенствование данного метод, позволяет не привлекать дополнительный персонал для проведения СПО. Уменьшает риски человеческого фактора, так как автоматизированная установка контролирует процессы депарафинизации скважины и взаимодействие со СУ скважины в процессе скребкования.

В результате использования даже одной установки УДС-1 с автоматизированной СУ, как видно по расчётам, происходит уменьшение затрат на использование бригад ПРС, в связи с уменьшением факторов для ремонта, и всех связующих действий, связанных с остановкой скважины. Остановка скважины это: уменьшение дебита извлекаемых флюидов, трата средств, связанная с установкой бригады на скважину, потеря прибыли и лишние нежелательные траты, чего пытаются избежать все крупные и мелкие нефтепромысловые компании в России и в мире.

### **4.2. Планирование проведение мероприятий. Составление Диаграммы Ганта.**

Гант графики представляют собой полосы, расположенные вдоль оси времени, каждая из полос представляет собой отдельную задачу в проекте, ее края – это период начала и конца работ/процессов, её протяженность – длительность проведения работ/время, затраченное на процесс. Сами списки



/перечни задачи располагаются вертикально относительно осевых линий.

Таблица 9

Таблица 9 – Планирование работ по проекту

Название задачи	Длительность	Начало	Окончание	Название ресурсов
Разработка и согласование ТЗ на специализированное оборудование УДС-1, "лебедка Сулейманова"	5 дней	Чт. 01.04.21	Ср. 07.04.21	Главный инженер [10%]
Получение расчета цены комплекта оборудования и стоимости работ	2 дней	Чт. 08.04.21	Пт. 09.04.21	Менеджер проекта [5%]
Исследование альтернативных поставщиков оборудования	3 дней	Пн. 12.04.21	Ср. 14.04.21	Ст. Технолог [25%]
Согласование существенных условий сделки	2 дней	Пн. 12.04.21	Вт. 13.04.21	Юрисконсульт [20%]
Принятие решения о заключении сделки	1 день	Ср. 14.04.21	Ср. 14.04.21	Генеральный директор [5%]
Заключение договора поставки, монтаж и обучение сотрудников	2 дней	Пн. 19.04.21	Вт. 20.04.21	Генеральный директор [10%]
Исследование рынка продукта, планируемого к закупке	10 дней	Чт. 01.04.21	Ср. 14.04.21	Отдел организации закупок и снабжения
Проведение планирования закупок	1 дней	Чт. 15.04.21	Чт. 15.04.21	Руководитель отд. Зак. И снабж.
Командировка в компнию "L", для ознакомления с оборудованием и обговаривания условий	5 дней	Пт. 16.04.21	Чт. 22.04.21	Руководитель отдела снабжения
Согласование договора поставок	2 дней	Пт. 23.04.21	Пн. 26.04.21	Договорной отдел
Утверждение программы закупок оборудования	2 дней	Вт. 27.04.21	Ср. 28.04.21	Генеральный директор
Разработка план-закупок	3 дней	Вт. 06.04.21	Чт. 08.04.21	Зам. Нач. цеха ДНГ [18%]
Обучение персоала работы с УДС-1	7 дней	Ср. 05.05.21	Чт. 13.05.21	Руководитель направления фонда
Реализация запланированных работ с новой установкой	10 дней	Ср. 19.05.21	Вт. 01.06.21	Зам. Нач. цеха ДНГ [50%]

С помощью диаграмм Ганта мы можем отследить: Рисунок 28

- Какие задачи включает в себя проект;
- Даты начала и окончания любого проекта;
- Продолжительность задач: когда они начинаются и заканчиваются;

- Сколько времени займет каждая задача;
- Кто работает над каждой конкретной задачей;
- Способы объединить задачи.



### 4.3. Бюджет проекта по статьям затрат

Главной причиной, для проведения модернизации кустового оборудования, послужила необходимость уменьшения затрат на проведение ремонтных работ, которые происходят вследствие вывода из строя оборудования в результате образования парафиновых отложений, приводящие к неплановым подземным ремонтам скважины.

Причины ремонта: обрыв скребка – нет возможности достать ловильным инструментом, из-за отсутствия достаточной длины проволоки на головке; обрыв самого ловильного инструмента; плотное запарафинивание труб НКТ и др.

Для того чтобы оценить рентабельность проведения работ одной бригады ПРС, ниже приведем пример затрат на одну бригаду, состоящую из 4 человек. Бригада не является подрядной организацией, траты на снабжение и обеспечение несет фирма, в данном случае ПАО «Варьеганнефть».

#### 4.3.1. Расходы по охране труда и промышленной безопасности

№	Наименование показателя	ед.изм.	ИТОГО
1	Общая численность персонала в месяц	чел.	4
2	Стоимость перчаток для работы с нефтепродуктами	руб	104
3	Количество пар в месяц	шт	2
4	Количество пар в год	шт	96
5	Общая стоимость расходов по ОТ и ПБ в год	руб	9984

#### 4.3.2. Прочие расходы по охране труда и промышленной безопасности

№	Наименование показателя	ИТОГО
1	Общая численность персонала в месяц	чел. 4
2	Стоимость прохождения медицинского осмотра на 1-го работника	руб 4200,00
3	Стоимость инструктажа по пож.тех.минимуму на 1-го работника	руб. 500,00
4	Стоимость инструктажа по оказанию первой мед.помощи на 1-го работника	руб. 300,00
5	Общая стоимость расходов по ОТ и ПБ в год	руб. 20000,00

#### 4.3.3. Затраты на оплату труда

В расчетах из главы «расчеты ресурсоэффективности», взяты данные по оплате труда где: 1 час работы бригады - 2400 руб., следовательно, 1 чел./час. – 600 руб. Расчетная ставка чел./час вытекает из расчётов: данные в графе «часовая тарифная ставка», где указана стоимость – 458,01 руб. и добавляются страховые взносы – 31%. (Таблица 10)

Таблица 10 - Затраты на оплату труда

№	профессия	часовая тарифная ставка-Х	баланс рабочего времени годовой	численность персонала	сумма, руб
1	Слесарь по ремонту скважин 5 разряда	458,01	1972,00	4	3 612 782,88
	<b>ИТОГО</b>	458,01	1972,00	4	3 612 782,88

Х- часовая тарифная ставка с учетом северной надбавки и районного коэффициента

1972 – баланс рабочего времени по производственному календарю

#### 4.3.4. Затраты на выплату страховых взносов в фонды РФ

С выплат работникам работодатели должны уплачивать страховые взносы на ОПС, ОМС, ВНиМ и на травматизм. При этом ежегодно Правительство РФ устанавливает размер предельной базы для начисления страховых взносов.

##### **Предельная база для начисление страховых взносов на ОПС**

Тариф взносов на обязательное пенсионное страхование зависит оттого, превысил ли доход работника, исчисляемый нарастающим итогом с начала года, предельную базу для начисления страховых взносов или нет (пп. 1 п. 2 ст. 425 НК РФ):

- С выплат, не превышающих предельную базу - тариф составит 22%;
- С выплат, превысивших установленный лимит - тариф будет 10%.

На 2021 год предельная база для начисления взносов на ОПС установлена в размере 1 465 000 руб. (Постановление Правительства РФ от 26.11.2020 N 1935). Соответственно, пока доход работника, рассчитанный нарастающим итогом с начала года и облагаемый взносами, не превысит эту сумму, взносы с этих выплат нужно будет начислять по тарифу 22 %. Пример затрат страховых выплат в фонды РФ приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Затраты на выплату страховых взносов в фонды РФ

№	Наименование показателя	ед.изм.	%	сумма
1	Численность работников	мел		4
2	Фонд оплаты труда в год на 1 работника	руб.		903195,72
3	Фонд оплаты труда в год на весь персонал	руб.		3612782,88
4	Страховые взносы в Пенсионный фонд в пределах лимита на 1 работника		22,00	198703,06
5	Страховые взносы в ФФОМС в пределах лимита на 1 работника		2,90	26192,68
6	Страховые взносы в ФСС на 1 работника		5,10	46062,98
7	Страховые взносы НС и ПЗ на 1 работника		1,00	9031,96
8	Итого страховых взносов в год на 1 работника			279990,67
9	Итого страховых взносов в год на весь персонал			1119962,69

#### 4.3.5. Расчет стоимости внедряемого оборудования

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$З_{\text{техн}} = С_{\text{техн}} + З_{\text{монтаж}} + З_{\text{доп.обор.}} + З_{\text{эл.обор.}} + З_{\text{обсл.год}}$$

$$З_{\text{техн}} = 165\,000 + 20\,000 + 60\,000 + 212,79 + 52\,000 = 363\,412,79$$

где

$С_{\text{технол.}}$  – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$З_{\text{монтаж.}}$  – затраты на монтаж оборудования, руб;

$З_{\text{доп.об.}}$  – затраты на приобретение дополнительного оборудования, руб;

$З_{\text{элект.}}$  – затраты за электроэнергию УДС1 в год, руб;

$З_{\text{обсл.год}}$  – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$З_{\text{обсл}} = З_{\text{обсл}} * Т_{\text{обсл}}$$

$$З_{\text{обсл}} = 2\,000 * 26 = 52\,000$$

где

$З_{\text{обсл}}$  – затраты на обслуживание и ремонт, руб/час;

$Т_{\text{обсл}}$  – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$З_{\text{эл}} = \frac{N}{T_{\text{час}}} * T_{\text{сут}} * V_{\text{сут}} * C_{\text{эн}} * 12$$

$$З_{\text{эл}} = \left(\frac{2,5}{60}\right) * 10 * 14 * 3,04 * 12 = 212,79$$

где  $N$  – потребляемая электроэнергия УДС 1 (лебедка Сулейманова), кВт\*ч;

$T_{\text{час}}$  – 60 мин (минут в часу);

$T_{\text{сут}}$  – отработанное время в сутки; мин.

$V_{\text{сут}}$  - количество отработанных дней в месяце;

$C_{\text{эн}}$  – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

12 – количество месяцев в году

Рассчитав затраты на обеспечение персонала, снабжение, расходы, страховые взносы и прочие расходы, можно подвести общую калькуляцию.

Таблица 12

Таблица 12 – Калькуляция

№	Наименование статей затрат	Ед. изм.	Общая стоимость
1	Заработная плата	руб.	3 612 782,88
2	Страховые взносы	31%	1 119 962,69
3	Льготный проезд	руб.	0,00
4	Доставка персонала	руб.	256 000,00
5	Спецодежда	руб.	9 984,00
6	Расходы по ОТ и ПБ	руб.	35 000,00
7	Прохождение мед.осмотра	руб.	20 000,00
8	Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год	руб.	363 412,79
	Итого прямых затрат	руб.	5 417 142,36
	Накладные расходы, %	7%	379 199,97
	<b>ВСЕГО расходов</b>	<b>руб.</b>	<b>5 796 342,33</b>

	Рентабельность%	5%	289 817,12
	<b>ВСЕГО расходов с рентабельностью</b>	<b>руб.</b>	<b>6 086 159,45</b>
	<b>всего без НДС</b>	<b>руб.</b>	<b>6 086 159,45</b>
	НДС (20%)	руб.	1 217 231,89
	<b>всего с НДС</b>	<b>руб.</b>	<b>7 303 391,34</b>

#### 4.4. Расчет ресурсоэффективности

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и модернизации, рассчитать финансовую и коммерческую выгоду исследования, представленного в рамках исследовательской программы. В проводимом исследовании был выбран механический метод борьбы с парафинообразованием. Данный метод имеет большое распространение на месторождениях, в связи с ее простотой выполнения и эффективностью. Однако может возникнуть вопрос о целесообразности модернизации метода направленной на замену имеющегося оборудования, уменьшения рисков по эксплуатации и уменьшение персонала на данный вид работ.

Для того, чтобы подтвердить экономическую целесообразность внедрения модернизированного оборудования, ниже приведён пример расчета экономической эффективности после внедрения автоматизированной станции управления лебедки УДС-1, на скважину месторождения X, ПАО «Варьеганнефть».

Целесообразность применения для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\mathcal{E}_{\phi} = Q_{\text{н}} * (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) * C_{\text{н}} - \mathcal{Z}_0$$

$$\mathcal{E}_{\phi} = 16,435 * (332 - 33) * 11935,71 - 1382400 = 57\,270\,854,76115$$

Где

$Q_{\text{н}}$  – дебит нефти, т/сут;

$C_{\text{н}}$  – стоимость нефти, руб/т;

$T_{\text{раб}}$  – время годовой эксплуатации скважины, сут.;



$T_{\text{рем}}$  – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

$Z_o$  – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}} = 365 - 33 = 332$$

Где

$T_{\text{рем}}$  – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} * \left( t_{\text{рем}} + \frac{t_{\text{доп}}}{24} \right) + 1$$

$$T_{\text{рем}} = 8 * \left( 3 + \frac{24}{24} \right) + 1 = 33$$

Где

$N_{\text{рем}}$  – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$  – средняя продолжительность ремонта, ч;

$t_{\text{доп}}$  – дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} * t_{\text{рем}} * S_{\text{рем прс}}$$

$$Z_{\text{рем}} = 8 * 3 * 2400 = 1\,382\,400$$

Где

$N_{\text{рем}}$  – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$  – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем ПРС}}$  – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем}} = S_{\text{рем.об.}} * N_{\text{рем}}$$

$$Z_{\text{рем}} = 220560 * 8 = 1\,764\,480$$

где

$S_{\text{рем.об.}}$  – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$  – количество ремонтов за скользящий год.

Стоимость суточной потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_{\text{н}} = Q_{\text{н}} * C_{\text{н}} * S_{\text{рем}} * П_{\text{р}}$$

$$П_{\text{н}} = 19 * 73,58 + 2400 * 24 = 58\,998,02$$

где

$Q_{\text{н}}$  – дебит по нефти, м<sup>3</sup>/сут;

$C_{\text{н}}$  – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$S_{\text{рем.ПРС}}$  – стоимость ремонта скважины бригадой; ПРС, руб./час;

$П_{\text{р}}$  – продолжительность ремонта сутки, час.;

На основании приведенных выше формул для расчёта годовой экономической эффективности, можно произвести расчёт на примере скважины месторождения X с дебитом  $Q = 35,36$  т/сут., обводнённость 45%, дебит по нефти  $Q_{\text{н}} = 19$  т/сут., межремонтный период, которой составляет 58 суток.

Для удаления отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, на скважину будет установлено установка УДС-1 с автоматизированной системой.

По результатам расчета экономической эффективности от внедрения специальной установки депарафинизации скважины – «лебедка Сулейманова», можно сделать вывод, что в отличии от использования механической лебедки увеличиваются затраты на закупку и установку оборудования УДС-1, однако в результате установки оборудования межремонтный интервал эксплуатации увеличился.

Увеличение МРП приводит к уменьшению времени простаивания скважины, что в свою очередь экономит практически 5:6 части от расходов при использовании обычных лебедок.

Следовательно, при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи установки оборудования УДС-1 «лебедка Сулейманова» данная технология окупается меньше чем за 1:6 года эксплуатации, относительно потерь. (Таблица 13)

Таблица 13 – Внедрение установки депарафинизации скважины, на скважине месторождения Варьеганнефть

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м3 /сут.	19	19
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	72	72
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2400	2400
5	Годовые эксплуатац. затраты	1 382 400	1 382 400
6	средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед	220 560	220 560
7	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	67,49	67,49
8	USD ЦБ	73,58	73,58
9	Затраты на приобретение оборудования УДС-1, руб	-	165 000
10	затраты на монтаж оборудования, руб	-	20 000
11	затраты на приобретение дополнительного оборудования, руб;	-	60 000
12	затраты за электроэнергию в год, руб;	-	212,799
13	Затраты на обслуживание, руб./ год	-	52 000
14	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания УДС-1	-	297 212,79
15	Дебит по нефти, баррель/сут.	139,27	139,27
16	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365
17	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
18	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сут	4 341 074,31	4 341 074,31

19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	91 162 560,54	13 023 222,93
20	Общие затраты за текущий год	92 544 960,54	14 702 835,72
	ИТОГО	92 544 960,54	14702835,72
	Экономический эффект от внедрения, руб.	77 842 124,82	

#### 4.5. Вывод к разделу:

В работе было проведено исследование по модернизации технологии очистки внутренней поверхности труб НКТ от парафиноотложений, при помощи скребков. Данная технология представляет собой установку УДС – «лебедка Сулейманова», с автоматизированным щитком управления, которая позволяет производить чистку, не привлекая дополнительный персонал для проведения данных работ.

В процессе работы на нефтедобывающем промысле при работе со скважинами предлагается применять широкий спектр методов борьбы с ПО. К каждой скважине подбирается индивидуальный подход, так как имеются свои особенности и характеристики работы, технология борьбы с осложнениями должна быть различна. Требуется грамотная систематизация по скважинам, применение какой технологии необходимо, технология предупреждения или удаления.

# **ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В1	Николаев Сергей Валерьевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

<b>Комплексный подход к методам борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<b>Объект исследования:</b> Методы борьбы с парафиновыми отложениями. <b>Область применения:</b> месторождения Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений ГОСТ 12.0.003. -2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b>Вредные факторы:</b> – Высокая или низкая температура материальных объектов; – Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; – Воздействие газовых компонентов (пары, аэрозоли); – Повышенная вибрация <b>Опасные факторы:</b> – движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – химическое воздействие на организм; – физическая, динамическая нагрузка;
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Атмосфера:</b> выброс газа, испарения химических паров, выброс специфических примесей (пепел, сажа, оксиды, амиаки, альдегиды) <b>Гидросфера:</b> разлив нефти на воде, попадание химических реагентов/примесей на поверхность, разлив промышленных вод <b>Литосфера:</b> Загрязнение почвы хим. веществами, отходы производства, разлив нефтепродуктов
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> возгорания ГСМ, Нефтегазоводопроявление на скважине,

	наводнения, лесные пожары, гидропневмо удары, землетрясения, бури, аварийные выбросы, порывы, разлив хим.реагентов. Наиболее типичные ЧС: гидропневмо удары, НГВП на скважине, аварийные выбросы, порывы, разлив хим реагентов.
--	---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>21.04.2021</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		21.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Николаев Сергей Валерьевич		21.04.2021

## **5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1. Организационные мероприятия**

До прибытия на рабочее место необходимо пройти медицинское освидетельствование по выбранному направлению согласно статьи №65 «Медицинское освидетельствование» ФЗ от 21.11.2011 №323 ФЗ (ред.от 30.04.2021).

Подготовка рабочего места и допуск к работе осуществляется только после разрешения управленческого персонала. В процессе работ внесение изменений, в предусмотренные меры нарядом по подготовке рабочих мест, запрещено.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж, с занесением подписи о ознакомлении в журнале ежедневных инструктажей.

При включении нового члена бригады в состав бригады проводится вводный (начальный) инструктаж, как правило, проводит производитель работ. Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у

производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный по наряд-допуску после целевой проверки рабочего места оформляет закрытие наряда (полное, частичное).

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнал.

### **5.1.2. Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на 91 работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.



## 5.2. Производственная безопасность

### 5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти могут возникнуть множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы.

### 5.2.2. Вредные факторы

#### Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора может находиться оборудование и компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий										(в дБ)
	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения воздействия шума: наушники, противошумные вкладыши (беруши), перерывы на отдых.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

#### Превышение уровня вибрации

Оборудование обеспечивающее бесперебойную работу: генераторы, компрессорные установки, силовые установки и др., все это создает вибрационный уровень. Вибрация при частоте 16 Гц должна соответствовать амплитуде 0/28 мм.

В процессе длительного эксплуатирования оборудования происходит их износ, в результате которого возможно превышение показателей вибрации. Возможные методы для устранения уровня вибрации: монтаж антивибрационных прокладок между оборудованием и напольным покрытием или увеличить количество крепежей (по вертикальной поверхности, по горизонтальной).

Материал уменьшающий противовибрационные действия (колебания, вибрация): резина, войлок, асбест, пробка. Из этих же материалов изготавливаются средства индивидуальной защиты (СИЗ): виброобувь, виброрукавицы; виброгасящие коврики-настилы.

### **Климатические показатели на открытом воздухе**

Климатические условия относятся к вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий. Правила необходимые для снижения неблагоприятных климатических условий, соблюдение которых обязательно:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции

- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5 мг/м<sup>3</sup>, С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup>.

Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

### **5.2.3. Опасные факторы**

#### **Пожаровзрывоопасность**

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ.

Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения.

Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей. (таблица 15)

Таблица 15 – Первичные средства пожаротушения

Наименование		ГОСТ	Кол.шт.
Воздушно-пенный огнетушитель		ГОСТ 51057-2001	12
Ящик с песком	0,5МЗ	-	4
	1МЗ	-	2
Лопаты		ГОСТ3620-70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ16714-71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ16714-71	2
Багор пожарный		ГОСТ16714-71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между оборудованием и агрегатами. Все деревянные и тканевые покрытия должны находиться на разрешенном допустимом расстоянии от взрывопожароопасных объектов. Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м<sup>3</sup> тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

### **Электробезопасность**

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное

отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

### **Механические травмы.**

Механические травмы являются самым распространенными и неожиданными, которые происходят как в обычной жизни, так и на производстве, могут быть простыми (ушиб, порез, вывих), так и более сложными, и летальными. Виновником травмы являются: техногенные аварии, природные явления, в большинстве своем сам оператор - работник.

На производстве, в рабочее время опасность могут представлять многие объекты эксплуатации как на земле, так и на высоте; грузоподъемные операции с подъемно – транспортными машинами, агрегатами; трубопровод и скважины с высоким давлением, падение человека или предмета и др. Для возможного предотвращения опасных моментов требуется регулярная проверка рабочего места, проверка состояния оборудования и проведения инструктажей персоналу по ТБ.

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки, так же применяют: козырьки, щиты, кожаные барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния

оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **5.3. Экологическая безопасность**

#### **5.3.1. Оценка воздействия на геологическую среду**

На всем этапе эксплуатации месторождения, от бурения и до извлечения нефтепродукта, техногенному воздействию подвергаются атмосфера, почва, грунтовые воды. Основными источниками являются выбросы веществ, сбыв и размещение (захоронение) отходом, шума – вибро колебания, истощение водных источников среды.

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих, при этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

#### **5.3.2. Воздействие на атмосферный воздух**

Главными источниками распространения выбросов вредных веществ в атмосферу в процессе эксплуатации объектов добычи являются: свищ, не плотность фланцевых соединений деталей, на плотность запорно-регулирующей арматуры, уплотнения подвижных соединений.

Существует угроза выбросов в период бурения, разработки, эксплуатации, добычи, транспортировки, освоения и пр. В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

–котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;

–дизельная электростанция, работающая в период проведения строительно-монтажных работ и освоения скважин;

–выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;

–электроды сварочных агрегатов;

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные–воды, прежде всего, связано с:

–созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного–внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);

–нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;

–возможным захламливанием русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;

–возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);

– возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при– нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды, и за счет почвенно-грунтовых вод.

Мероприятия, которые могут способствовать к минимизированию вредных выбросов:

–установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

–проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

–использование сертифицированного оборудования, своевременное проведение ППР оборудования;

–соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;

### **5.3.3. Мероприятия по защите окружающей среды**

Экологическое законодательство РФ обязывает всех лиц (физ. и юр.), производительность которых связана с природопользованием обязует проводить работы по охране труда и восстановлению природных ресурсов/среды.

Экологические мероприятия:

- охрана воздушного пространства и озонового слоя;
- охрана водных ресурсов;
- охрана земельных ресурсов и недр;
- охрана лесных насаждений;
- охрана водоснабжения населения;
- контакт с вредными и опасными отходами;
- охрана животного мира и этнических эко массивов.

Охрана атмосферного воздуха и озонового слоя включает мероприятия:

- переход на использование эко топлива и экологически чистого сырья;
- внедрение системы рециркуляции дыма и газов;
- модернизация установок для очистки газов;



- Охрана водных ресурсов может заключаться мероприятиях:
- обновление оборудования для хозяйственно-бытового водоснабжения;
- внедрение агрегатов для удаления шламов гидравлическим способом;
- аккумуляция веществ, которые загрязняют подземные и поверхностные воды;

Охрана труда и производства может включать такие мероприятия:

- замена старого производственного оборудования на новое,
- контроль соблюдения режима труда и отдыха,
- установка противопожарных систем;
- приобретение строительной техники с более низкими вибрационными и шумовыми характеристиками;
- установка систем очистки выхлопных газов и т.п.

## **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1. Анализ возможных причин ЧС на месторождении Западной Сибири.**

Причинами аварий могут быть технические и человеческий фактор, экологические и стихийные факторы, а причины как объективными, так и субъективными. Требуется разработать мероприятия для усиления и устойчивости объектов (повысить прочность, резервирование сырья, запасы аварийных Электра – газа – водоснабжения).

Для нефтяного месторождения «Х» характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -35/-55 °С) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, нулевая видимость; лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое временами жаркое и пасмурное, с частыми заморозками) (+23/+40 °С);
- технические: сильные взрывы газозоудных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные

пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ.

#### **5.4.2. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.**

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Порядок:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе было выявлено, что образование асфальтосмолистопарафинистых отложений приводит к снижению дебита, вывода из строя погружного оборудования, в связи с частичным или полным перекрытием прохода подвески НКТ и выкидных линий. Для уменьшения рисков и во избежание осложнений требуется производить преждевременную обработку образований ПО, методы удаления так же способствуют улучшению и увеличению прохода флюида.

Целью выпускной квалификационной работы являлся разбор, существующих методов борьбы с АСПО, выбор эффективной технологии и модернизация оборудования по борьбе с ними. Среди имеющихся методов по борьбе с АСПО уместно произвести модернизацию оборудованию, по очистки внутренних стенок труб НКТ, методом скребкования.

В работе были рассчитаны финансовые затраты по модернизации технологии очистки внутренней поверхности труб НКТ от парафиноотложений, при помощи скребков. Данная технология представляет собой установку УДС – «лебедка Сулейманова», с автоматизированным щитком управления, которая позволяет производить чистку, не привлекая дополнительный персонал для проведения данных работ. Проведенный расчет сметы показывает целесообразность замены оборудования.

В процессе работы на нефтедобывающем промысле при работе со скважинами предлагается применять широкий спектр методов борьбы с ПО. К каждой скважине подбирается индивидуальный подход, так как имеются свои особенности и характеристики работы, технология борьбы с осложнениями должна быть различна. Требуется грамотная систематизация по скважинам, применение какой технологии необходимо, технология предупреждения или удаления.

Рассмотрены опасные и производственные факторы, с которыми может столкнуться специалист добычи нефти и газа на кустовой площадке, а также описан комплекс мероприятий по их устранению.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. 4
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов: - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001 - 544 с.: ил
3. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Сб. борьба с отложениями парафина. - М.: Недра, 1965.
4. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации /Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. — Том - 5. — Москва: 2001. — 431 с.
5. Яценко, И. Г. Парафинистые и малопарафинистые нефти - закономерности пространственных и временных изменений их свойств / И. Г. Яценко // Технологии нефти и газа – 2009. – № 5. – С. 7-10
6. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
7. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000, - 653 с.: ил.
8. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1960.
9. Купцов С.М. Температурный режим скважин. Методическое пособие – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М Губкина, 2012. – 111 с

- 10.Каган Я. М. О физико-химических основах предупреждения образования смоло-парафиновых отложений с помощью полей, создаваемых электрическим током. – М.: Недра, 1965. – 191 с.
- 11.В.И. Марьин, Акчури В.А, Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Издательство ГосУнц «Колледж», 2001. – 156 с
- 12.Сахаров В.А, Сейткасымов Б.С. Опыт применения магнитных приборов для обработки скважин с целью предотвращения проблем, связанных с органическими отложениями// Нефтепромысловое дело. 2004 г.№8. С. 39-40
- 13.Полищук Ю.М, Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео»,2004. –109с
- 14.Турукалов М. Б. Критерии выбора эффективных углеводородных растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: дис. канд. хим. наук: 02.00.13 / Турукалов Михаил Богданович. Краснодар, 2007. - 156 с.
- 15.Вахитов Т. М., Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
- 16.ГОСТ 33-20000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
- 17.ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
- 18.ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

- 19.ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 20.ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 21.ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления
- 22.Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ
- 23.ГОСТ 12. 1. 007 - 76 «Вредные вещества».
- 24.ГОСТ 12. 1. 038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 25.ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

## Приложение А

Таблица 2 - Распределение парафинистых нефтей по нефтегазоносным бассейнам мира

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ПН в бассейне	Количество месторож- дений с ПН	Среднебассей- ное содержание в нефти парафинов, %
Амударьинский	643	8	7	5,34
Анадырско-Наваринский	10	6	2	17,85
Англо-Парижский	5	1	1	4,87
Андалузско-Предрифский	20	1	1	6,40
Ассамский	26	11	2	9,81
Афгано-Таджикский	232	45	13	6,01
Балтийский	58	12	12	5,93
Венский	60	3	3	3,69
Волго-Уральский	3377	291	131	4,47
Восточно-Гобийский	26	26	1	16,65
Вунг-Тау	224	214	3	22,27
Гвинейского залива	95	1	1	7,28
Джунгарский	20	4	2	3,86
Днепровско-Припятский	672	57	27	4,55
Енисейско-Анабарский	69	1	1	1,92
Западно-Сибирский	3433	299	125	4,42
Камбейский	49	16	6	12,
Карпатский	387	116	29	7,45
Лено-Виллюйский	154	40	7	8,27
Лено-Тунгусский	774	3	3	1,22
Мексиканского залива	210	1	1	6,60
Ордосский	1	1	1	10,83
Охотский	365	8	6	1,71
	125	17	15	6,87
	236	4	4	3,74

Продолжение таблицы 2

Предальпийский	14	1	1	6,00
Предкарпатско-Балканский	66	23	23	6,35
Преднанышанский	5	4	3	9,14
Прикаспийский	793	34	24	2,58
Рейнский	9	1	1	7,10
Реконкаву	7	3	3	18,00
Саравакский	12	1	1	7,50
Сахаро-Ливийский	205	1	1	4,08
Северо-Кавказский	1554	362	95	10,76
Северо-Предкарпатский	10	3	3	5,72
Северо-Предкарпатский	7	3	3	155,00
Сержипи-Алагоас	13	5	2	15,68
Сунляо	77	7	4	4,79
Суэцкого залива	10	1	1	13,10
Сычуаньский	13	13	1	17,51
Тамцакско-Хайларский	51	2	2	8,61
Таримский	597	77	23	6,38
Таримский	37	4	3	12,05
Тимано-Печорский	4	4	2	16,00
Тургайский	216	72	22	7,37
Фанг	147	4	4	4,86
Ферганский	3	1	1	10,00
Центрально-Европейский	480	90	34	5,05
Центрально-Иранский	2	1	1	8,10
Южно-Каспийский	24	15	4	13,23
Южно-Лусонский				
Южно-Тургайский				



## Приложение Б

Таблица 4 - График скребков

ФОНД	Месяц	ИЮНЬ																													
	КУСТ/СКВ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Север 3	Куст 64																			1						1					
	40456	1						1					1							1						1					
	4053	1						1				1								1						1					
	40664	1			1			1			1		1				1			1			1			1			1		
	5001	1						1					1							1						1					
	1р	1						1					1							1						1					
	4001	1						1					1							1						1					
	Куст 52																														
	12051	1			1			1			1			1			1			1			1			1			1		
	12052			1						1						1						1							1		
	12053	1									1						1						1						1		
	12054			1			1			1			1			1						1						1			
	12055			1			1			1			1			1						1						1			
	12056			1			1			1			1			1						1						1			
Север 1	Куст 50																														
	1063		1			1			1			1			1			1			1			1			1			1	
	1064		1			1			1			1			1			1			1			1			1			1	
	1073		1								1										1										
	Куст 53																														
	1053		1									1									1									1	
	1051		1									1									1									1	
	1054		1			1			1			1			1			1			1			1			1			1	